

CAI
MT76
-A66



**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE DÉCISION**

**NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION**

Relative à une demande présentée en vertu
de la Loi sur l'Office national de l'énergie
par

In the Matter of an Application Under
the National Energy Board Act
of

HYDRO-QUÉBEC

Concernant des exportations aux
New England Utilities

EH-3-87

Février 1988

HYDRO-QUÉBEC

For Exports to the
New England Utilities

EH-3-87

February 1988



**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE DÉCISION**

**NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION**

Relative à une demande présentée en vertu
de la Loi sur l'Office national de l'énergie
par

In the Matter of an Application Under
the National Energy Board Act
of

HYDRO-QUÉBEC

Concernant des exportations aux
New England Utilities

HYDRO-QUÉBEC

For Exports to the
New England Utilities

EH-3-87

EH-3-87

Février 1988

February 1988

© Ministre des Approvisionnement et Services
Canada 1988

N° du Cat. NE 22-1/1988-1
ISBN 0-662-55677-1

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E9
(613) 998-7204

© Minister of Supply and Services
Canada 1988

Cat. No. NE 22-1/1988-1
ISBN 0-662-55677-1

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E9
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Exposé et Comparutions**EH-3-87**

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Hydro-Québec en vue d'obtenir une licence d'exportation d'électricité aux New England Utilities, en vertu de la Partie VI de ladite Loi, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

ENTENDUE à Montréal, Québec, les 1, 2, 3 et 4 décembre 1987.

DEVANT:
BEFORE:

J. Farmer

A.B. Gilmour

C. Senneville

COMPARUTIONS:
APPEARANCES:

Y. Fortier, c.r.
J. Bertrand

M.P. Greene
W. Chamberlain

B. Janssens
P. Awashish

W. Lea, Q.C.

W. Burnett

N. Jiwan

M.P. Greene
W. Chamberlain

L.E. Smith
D. Blinn
K. Ramsauer
J. Lowe

Recital and Appearances**EH-3-87**

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec for a licence to export electricity to the New England Utilities, pursuant to Part VI of the National Energy Board Act. Filed with the Board under File No. 1923-Q1-15.

HEARD at Montreal, Quebec on 1, 2, 3 and 4 December 1987.

Membre président/
Presiding Member

Membre/Member

Membre/Member

Hydro-Québec

Churchill Falls (Labrador) Corporation
Limited

Grand Council of the Crees (of Quebec) and
the Chisasibi, Eastmain, Great Whale River,
Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Was-
wanipi and Wemindji Bands.

Grand conseil des Cris (du Québec) et les
bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale
River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish,
Waswanipi et Wemindji.

Maritime Electric Company, Limited

Manitoba Hydro

Ministre de l'Énergie de l'Ontario
Minister of Energy for Ontario

Newfoundland & Labrador Hydro

New England Power Pool

J.K. Poirier

E. Finn

M.P. Greene

W. Chamberlain

J. Giroux

D. Tremblay-Lamer

J. Morel

Nova Scotia Power Corporation

Ontario Hydro

Procureur général de Terre-Neuve

Attorney General of Newfoundland

Procureur général du Québec

Attorney General of Quebec

Office national de l'énergie

National Energy Board

Table des Matières

	Page
Exposé et comparutions	i
Abréviations	vi
Résumé	1
1. Historique	5
2. Le demandeur	7
3. La demande	9
4. Le contrat	11
4.1 Quantité	11
4.2 Prix	11
4.3 Programme de livraison	12
4.4 Défaillances	12
4.5 Installations de la Phase II	12
5. La preuve du demandeur	13
5.1 Les charges au Québec	13
5.2 Installations de production et de transport	13
5.3 Charge, approvisionnement et excédent	14
5.4 Marché d'exportation	15
5.5 Offres d'électricité aux services canadiens	16
5.6 Prix	16
5.6.1 Prix à l'exportation et revenus	16
5.6.2 Coûts au Canada	17
5.6.2.1 Analyse de recouvrement des coûts	17
5.6.2.2 Analyse des coûts-avantages sociaux	19
5.6.3 Coût d'un service équivalent au Canada	21
5.6.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain	22
5.7 Fiabilité des réseaux	22
5.8 Effets environnementaux	25
6. Interventions	27
6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	27
6.2 Manitoba Hydro	27
6.3 Maritime Electric Company, Limited	27
6.4 Newfoundland and Labrador Hydro	28

Table of Contents

	Page
Recital and Appearances	i
Abbreviations	vi
Executive Summary	1
1. Background	5
2. The Applicant	7
3. The Application	9
4. The Contract	11
4.1 Quantity	11
4.2 Price	11
4.3 Delivery Schedule	12
4.4 Deficiencies	12
4.5 Phase II Facilities	12
5. The Applicant's Evidence	13
5.1 Quebec Loads	13
5.2 Generating and Transmitting Facilities	13
5.3 Load, Supply and Excess Energy	14
5.4 Export Market	15
5.5 Offers to Canadian Utilities	16
5.6 Price	16
5.6.1 Export Price and Revenue	16
5.6.2 Canadian Costs	17
5.6.2.1 Cost-Recovery Analysis	17
5.6.2.2 Social Cost-Benefit Analysis	19
5.6.3 Cost for Equivalent Service to Canadians	21
5.6.4 Alternative Costs in the United States Market Area	22
5.7 System Reliability	22
5.8 Environmental Effects	25
6. Interventions	27
6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	27
6.2 Manitoba Hydro	27
6.3 Maritime Electric Company, Limited	27
6.4 Newfoundland and Labrador Hydro	28

6.5	Nova Scotia Power Corporation	28
6.6	Ontario Hydro	28
6.7	Procureur général de Terre-Neuve	29
6.8	Ministère de l'énergie de l'Ontario	29
6.9	Procureur général du Québec	29
6.10	Grand conseil des Cris (du Québec) et les bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi and Wemindji	29
6.11	New England Power Pool	30
7.	Décision	31
 Demande d'exportation (Partie a) de la demande)		
7.1	Excédent	31
7.1.1	Offres aux services canadiens	31
7.1.2	Énergie excédentaire disponible	33
7.1.3	Exportation en vertu du Contrat d'énergie garantie	33
7.2	Prix à l'exportation	34
7.2.1	Coûts applicables au Canada	34
7.2.2	Prix du service équivalent fourni aux Canadiens	36
7.2.3	Coût d'opportunité de l'acheteur	37
7.3	Fiabilité du réseau et modalités rattachées à la licence	38
7.4	Impact environnemental	39
 Demande de modification de la licence et approbation de modifications à la ligne internationale de transport d'électricité (Parties b) et c) de la demande)		
7.5	Conclusions de l'Office	40
6.5	Nova Scotia Power Corporation	28
6.6	Ontario Hydro	28
6.7	Attorney General of Newfoundland	29
6.8	Minister of Energy for Ontario	29
6.9	Attorney General of Québec	29
6.10	Grand Council of the Crees (of Quebec) and the Chisasibi, East- main, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi and Wemindji Bands	29
6.11	New England Power Pool	30
7.	Disposition	31
 Application for Export (Part (a) of the application)		
7.1	Surplus	31
7.1.1	Offers to Canadian Utilities	31
7.1.2	Available Excess Energy	33
7.1.3	Exports Under the Firm Energy Contract	33
7.2	Export Price	34
7.2.1	Applicable Costs in Canada	34
7.2.2	Price for Equivalent Service to Canadians	36
7.2.3	Purchaser's Least Cost Alternative	37
7.3	System Reliability and Licensing Conditions	38
7.4	Environmental Impact	39
 Application for Licence Amendment and Approval of Changes to International Power Line (Parts (b) and (c) of the application)		
7.5	The Board's Findings	40

Tableaux

- 5-1 Installations de production et transport — Calendrier de mise en service (1990-2004)
- 5-2 Contrat d'énergie avec les New England Utilities — Prévisions des prix et revenus
- 5-3 Exportations aux New England Utilities — Analyse de recouvrement des coûts
- 5-4 Exportations aux New England Utilities — Analyse des coûts-avantages sociaux

Tables

- 5-1 Generating and Transmitting Facilities — Construction Schedule (1990-2004)
- 5-2 Energy Contract with the New England Utilities — Price and Revenue Forecast
- 5-3 Export to the New England Utilities — Cost-Recovery Analysis
- 5-4 Export to the New England Utilities — Cost-Benefit Analysis

Liste des annexes

- I. Carte — Les principales installations en 1986
- II. Licences détenues par Hydro-Québec
- III. Centrales en service au 31 décembre 1986
- IV. Productibilité, charge et énergie excédentaire (1990-2004)
- V. Analyse de recouvrement des coûts — hypothèses
- VI. Licence EL-176
- VII. Ordinance AO-2-EL-167

List of Appendices

- I. Map — System's Main Features in 1986
- II. Licences Held by Hydro-Québec
- III. Generating Stations in Service as of 31 December 1986
- IV. Capability, Load and Excess of Energy (1990-2004)
- V. Cost-Recovery Analysis — Assumptions
- VI. Licence EL-176
- VII. Order AO-2-EL-167

Abréviations			Abbreviations		
Unités de mesure			Units of measurement		
kV	kilovolt	(1 000 volts)	kV	kilovolt	(1 000 volts)
kW.h	kilowatt-heure	(1 000 watts-hours)	kW.h	kilowatt hour	(1 000 watt hours)
MW	mégawatt	(1 000 kilowatts)	MW	megawatt	(1 000 kilowatts)
GW.h	gigawatt-heure	(1 000 000 kW.h)	GW.h	gigawatt hour	(1 000 000 kW.h)
TW.h	téravatt-heure	(1 000 GW.h)	TW.h	terawatt hour	(1 000 GW.h)
\$	dollar canadien courant (à moins d'indication contraire)		\$	Canadian current dollar	(unless otherwise specified)
Noms			Names		
CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited		Act	National Energy Board Act	
Demandeur	Hydro-Québec		Applicant	Hydro-Québec	
Île	Île de Terre-Neuve		Board	National Energy Board	
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie		CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	
NEPOOL	New England Power Pool		DRI	Data Resources Inc.	
NERC	North American Electric Reliability Council		Island	Island of Newfoundland	
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro		NB Power	New Brunswick Power	
NPCC	Northeast Power Coordinating Council		NEPOOL	New England Power Pool	
Office	Office national de l'énergie		NERC	North American Electric Reliability Council	
Règlement	Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)		NEU	New England Utilities	
US	États-Unis		NLH	Newfoundland and Labrador Hydro	
			NPCC	Northeast Power Coordinating Council	
			Regulations	National Energy Board Part VI Regulations	
			US	United States	

Résumé

Nota:

Ce résumé n'est fourni que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie de la décision ni des Motifs de décision.

La demande de décembre 1985

En décembre 1985, Hydro-Québec a présenté une demande en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter 70 térawatts-heures d'énergie garantie à un groupe de services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre pour une période de 10 à 14 ans commençant en 1990.

L'Office national de l'énergie (l'Office) a tenu une audience publique pour entendre la demande en mars 1987.

Dans ses Motifs de décision de mai 1987, l'Office a rejeté la demande parce que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer que l'électricité proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent.

Un service d'électricité qui demande une licence d'exportation doit, en vertu de la Loi et du Règlement sur l'Office national de l'énergie, fournir ces renseignements.

Pour se conformer à cette exigence, il est de pratique courante pour les services se proposant d'exporter de l'électricité d'offrir d'abord cette électricité à des services avoisinants à un prix qui n'est pas supérieur au prix d'exportation pour un service comparable. L'Office considère que le refus de ces offres indique que les services canadiens n'avaient pas besoin de l'électricité proposée à des fins d'exportation.

Hydro-Québec n'avait pas fait d'offre aux services avoisinants de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve et n'avait pas produit de preuve qui permettait de démontrer à l'Office que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins des Canadiens et que le prix était juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

Executive Summary

Note:

This summary is provided solely for the convenience of the reader and does not constitute part of this Decision or the Reasons for Decision.

The Application of December 1985

In December 1985 Hydro-Québec applied for a licence to export 70 terawatt hours of firm energy to a group of New England utilities for a period of 10 to 14 years beginning in 1990.

The National Energy Board (the Board) held a public hearing on this application in March 1987.

In Reasons for Decision dated May 1987 the Board denied the application because Hydro-Québec had not provided sufficient evidence to demonstrate that the electricity it proposed to export was surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, and that the export price was not less than the price to Canadians for equivalent service.

A utility requesting an export licence is required, under the National Energy Board Act and Regulations, to furnish this information.

In complying with this requirement, it has been normal practice for utilities proposing to export electricity to first offer this electricity to neighbouring utilities at a price that is no higher than the export price for comparable service. Refusals of such offers have been taken by the Board as an indication that Canadian utilities do not require the electricity proposed to be exported.

Hydro-Québec failed to make such offers to its neighbouring utilities in Ontario, New Brunswick and Newfoundland, and did not provide any other evidence sufficient to satisfy the Board that the energy proposed to be exported was surplus to Canadian needs and that the price was just and reasonable in relation to the public interest.

La demande d'août 1987

En août 1987, Hydro-Québec a présenté à l'Office une nouvelle demande en vue d'obtenir une licence. L'Office a tenu une audience publique pour entendre la demande en décembre 1987.

Lors de l'audience de décembre 1987, Hydro-Québec a déposé des renseignements additionnels sous forme de lettres offrant aux services canadiens avoisinants l'électricité proposée à l'exportation.

Seules Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), qui agissait pour le compte de Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), et Énergie Nouveau-Brunswick ont manifesté un intérêt pour l'offre d'Hydro-Québec.

Par la suite, Énergie Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec ont négocié une entente en vue de signer un contrat d'énergie garantie, puis Énergie Nouveau-Brunswick a décliné l'offre et a appuyé la demande d'Hydro-Québec. Seule CFLCo, au nom de NLH, s'est opposée à l'exportation proposée en alléguant qu'elle n'était pas excédentaire aux besoins des Canadiens étant donné que les besoins de l'Île de Terre-Neuve (l'Île) ne seront pas satisfaits durant la période de l'exportation proposée et que, par ailleurs, une partie de l'exportation pourrait être utilisée pour remplacer la production thermique sur l'Île.

La CFLCo, au nom de NLH, a déclaré qu'elle ne désirait pas acheter l'énergie selon les modalités offertes. Elle a donc déposé en preuve des documents indiquant qu'elle avait besoin, entre autres, d'un calendrier de livraison, des quantités annuelles et des prix très différents de ceux prévus dans le contrat d'exportation.

Selon la preuve présentée à l'audience, une interconnexion entre le Labrador et l'Île coûterait environ 1,7 milliard de dollars (dollars de 1991). Aucun engagement de construire cette interconnexion n'a été pris et les conditions nécessaires pour en faire un projet économiquement réalisable n'ont pas été tracées.

La décision de janvier 1988 de l'Office

Le 26 janvier 1988, l'Office a annoncé qu'il approuvait la demande d'Hydro-Québec et que ses Motifs de décision suivraient. La licence doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

L'Office a jugé que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix exigible satisfaisait aux critères appliqués par l'Office.

L'Office a déclaré qu'il n'était pas persuadé que les besoins énergétiques de Terre-Neuve étaient des

The Application of August 1987

In August 1987 Hydro-Québec again applied to the Board for a licence. The Board held a public hearing on this application in December 1987.

At the December 1987 hearing, Hydro-Québec filed additional information in the form of letters offering neighbouring Canadian utilities the electricity proposed for export.

Only Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), on behalf of Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), and New Brunswick Power (NB Power) expressed an interest in Hydro-Québec's offer of the proposed export.

Subsequently, NB Power and Hydro-Québec agreed to enter into a firm energy contract and NB Power declined the offer and supported Hydro-Québec's application. Only CFLCo, on behalf of NLH, objected to the proposed export contending that it was not surplus to Canadian requirements because the Island of Newfoundland (the Island) did have unsatisfied needs during the period of the proposed export and in any event some of the exports could be used to displace thermal generation on the Island.

CFLCo, on behalf of NLH, stated that it did not wish to purchase the energy on the terms and conditions in the offer and tendered evidence which showed that its requirements involved, *inter alia*, a delivery schedule, annual quantities and energy prices which differed significantly from those provided for in the export contract.

There was evidence at the hearing that an interconnection between Labrador and the Island would cost some \$1.7 billion (1991 dollars). Such an interconnection had not been committed to be constructed, nor were the conditions outlined which were needed to make it economically feasible.

The Board's Decision of January 1988

The Board announced its Decision on 26 January 1988, with reasons to follow, approving Hydro-Québec's application. The licence is subject to approval by the Governor in Council.

The Board found that the energy proposed to be exported was surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and the price to be charged satisfied the price tests applied by the Board.

The Board stated that it was not persuaded that Newfoundland's need for energy was one that

besoins auxquels Hydro-Québec était tenue de répondre avant d'être autorisée à exporter de l'électricité.

L'Office a aussi jugé que l'énergie proposée à l'exportation avait été offerte aux services d'électricité canadiens avoisinants selon les modalités de l'exportation, y compris de prix. Aucun service canadien ne s'est prévalu de cette offre. L'Office a aussi conclu que le prix à l'exportation ne serait pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service comparable.

Hydro-Québec should be required to supply before being allowed to export.

The Board also found that the energy proposed to be exported had been offered to neighbouring Canadian utilities on the same terms and conditions, including price, as those in the export arrangement. No Canadian utility had availed itself of this offer and the Board determined that the export would not take place at a price lower than that available to Canadians for a comparable service.

Chapitre 1

Historique

Chapter 1

Background

En décembre 1985, Hydro-Québec (le demandeur) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office) une licence l'autorisant à exporter 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities pour une période pouvant aller jusqu'à 14 ans et commençant en 1990. Comme Hydro-Québec estimait que les besoins des services d'électricité canadiens interconnectés ne devraient pas être considérés en regard de l'alinéa 83 a) de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi), elle n'a pas fait les offres habituelles aux services d'électricité canadiens interconnectés relativement à l'exportation proposée. Une audience publique portant sur la demande de décembre 1985 d'Hydro-Québec a eu lieu à Montréal et à Ottawa en mars et avril 1987. Dans ses Motifs de décision de mai 1987, l'Office a rejeté la demande parce que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer:

- que l'électricité proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada; et
- que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions connexes.

Un service public qui demande une licence d'exportation doit produire cette preuve aux termes de la Loi et du Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI) (le Règlement).

À l'appui de sa nouvelle demande du 7 août 1987, Hydro-Québec a fourni des renseignements additionnels, dont des copies des offres faites à des services d'électricité canadiens directement interconnectés afin de se conformer à l'exigence susmentionnée.

In December 1985 Hydro-Québec (the Applicant) applied to the National Energy Board (the Board) for a licence to authorize the export of 70 TW.h of firm energy to the New England Utilities (NEU) over a period of up to 14 years beginning in 1990. Because of Hydro-Québec's position that the requirements of interconnected Canadian utilities should not be considered in the context of paragraph 83(a) of the National Energy Board Act (the Act), it did not make the customary offers of the proposed export to interconnected Canadian utilities. A public hearing on Hydro-Québec's December 1985 application took place in Montreal and Ottawa in March and April 1987. In its Reasons for Decision dated May 1987 the Board denied this application because Hydro-Québec did not provide sufficient evidence to demonstrate:

- that the electricity it proposed to export was surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements for use in Canada; and
- that the export price was not less than the price to Canadians for equivalent service in related areas.

A utility requesting an export licence is required, under the Act and Part VI Regulations (the Regulations), to furnish this evidence.

In support of its new application dated 7 August 1987, Hydro-Québec provided additional information, including copies of offers of the proposed export to directly interconnected Canadian utilities, intended to comply with the above requirement.

Chapitre 2

Le demandeur

Chapter 2

The Applicant

Le demandeur, Hydro-Québec, est un service public qui produit et distribue l'électricité au Québec. Elle a été constituée en 1944 par une loi de la législature de la province de Québec et elle est présentement régie par la "Loi sur Hydro-Québec" (L.R.Q., chap. H-5).

Hydro-Québec possède et exploite un réseau d'électricité qui s'étend dans presque toutes les régions du Québec. La carte de l'Annexe I illustre les principales installations du réseau en 1986. Elle indique aussi les interconnexions avec les réseaux à l'extérieur de la province. À la fin de l'année 1986, le demandeur avait des centrales ayant une puissance de 24 475 MW et une capacité totale d'approvisionnement de 29 699 MW, y compris les achats de puissance garantie.

Les interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux électriques voisins au Canada comprennent, entre autres, les lignes de transport à 735 kV qui le relient à la centrale de Churchill Falls au Labrador. Il y a quelque 13 lignes entre l'Ontario et le Québec ayant une capacité totale de transfert de 1500 MW. Ces lignes servent à relier des régions électriquement isolées ou des centrales au réseau de l'une ou l'autre des deux provinces. Entre le Québec et le Nouveau-Brunswick il y a deux attaches à courant continu, chacune ayant une puissance nominale de 350 MW. Il y a aussi d'autres lignes à courant alternatif pouvant alimenter de façon radiale 300 MW de la charge du Nouveau-Brunswick; donc la capacité de transfert de puissance entre les deux provinces est d'environ 1000 MW.

Les principales interconnexions avec les États voisins sont:

- État de New York: une ligne biterne à 120 kV ayant une capacité de transfert de 186 MW, propriété de la Société de Transmission Électrique Cedars Rapids Ltée (filiale d'Hydro-Québec) et une ligne à 765 kV ayant une capacité de transfert d'environ 2500 MW;
- État du Vermont: deux lignes à 120 kV dont une ayant une capacité de transfert de 100 MW entre les postes Stanstead (Québec) et Border

The Applicant, Hydro-Québec, is a public utility producing and distributing electricity throughout Quebec. It was established in 1944 by an act of the legislature of the Province of Quebec and currently operates under the authority of the Hydro-Québec Act (R.S.Q. c. H-5).

Hydro-Québec owns and operates an electric power system which covers nearly all regions of Quebec. Appendix I contains a map of the system's main features in 1986. The map also indicates interconnections with systems outside the Province. At the end of 1986, the Applicant had generating stations with a capacity of 24 475 MW and a total supply capacity of 29 699 MW, including purchases of firm power.

Interconnections between the Hydro-Québec system and neighbouring Canadian electric systems include, among others, the 735 kV transmission lines linking it to the Churchill Falls generating station in Labrador. There are some 13 lines between Ontario and Quebec with a total transfer capacity of 1500 MW. These lines link electrically isolated regions or generating stations to either the Ontario or Quebec system. There are two direct current ties between Quebec and New Brunswick, each of which has a nominal capacity of 350 MW. There are also some alternating current lines able to supply 300 MW of the New Brunswick load through radial operation. The power transfer capacity between the two provinces is therefore approximately 1000 MW.

Hydro-Québec's main interconnections with neighbouring American states are as follows:

- State of New York: a 120 kV double-circuit line with a transfer capacity of 186 MW, owned by the Cedars Rapids Transmission Company Limited (a subsidiary of Hydro-Québec) and a 765 kV line with a transfer capacity of approximately 2500 MW;
- State of Vermont: two 120 kV lines, one between the Stanstead, Quebec and Border, Vermont substations with a transfer capacity of 100 MW and

(Vermont) et l'autre, une capacité de transfert de 200 MW entre les postes Bedford (Québec) et Highgate (Vermont);

- États de la Nouvelle-Angleterre: une ligne à courant continu à ± 450 kV ayant une puissance utile initiale de 690 MW qui, selon le Plan de développement d'Hydro-Québec 1987-1989, serait augmentée à 2000 MW en 1990.

Il y a aussi d'autres lignes internationales de transport d'électricité alimentées par le réseau d'Hydro-Québec, mais il s'agit surtout de circuits de distribution à basse tension servant à alimenter des petites charges à titre de service frontalier.

Hydro-Québec détient 14 licences autorisant les exportations vers les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York (voir Annexe II).

one between the Bedford, Quebec and Highgate, Vermont substations with a transfer capacity of 200 MW;

- New England States: a ± 450 kV direct current line with an initial usable capacity of 690 MW which, according to the 1987-1989 Hydro-Québec Development Plan, would be upgraded to 2000 MW in 1990.

There are also some other international power lines fed by the Hydro-Québec system, but these are primarily low-voltage distribution circuits which supply small loads as a border service.

Hydro-Québec has been issued fourteen licences authorizing exports to the New England and New York markets (see Appendix II).

Chapitre 3

La demande

Dans sa demande tripartite en date du 7 août 1987, Hydro-Québec sollicitait:

- a) une licence pour une période de 10 ans (avec possibilité d'une prolongation de 4 ans), soit du 1^{er} septembre 1990 au 31 août 2000 (ou 31 août 2004), visant l'exportation d'énergie garantie aux New England Utilities selon les termes du Contrat d'énergie garantie conclu entre Hydro-Québec et les New England Utilities le 14 octobre 1985. Les quantités maximales visées sont 9 TW.h annuellement et 70 TW.h pour la durée de la licence.
- b) une modification aux modalités 4 et 5, de la licence EL-167, pour augmenter:
 - de 790 MW à 2000 MW la quantité maximale de puissance dont l'exportation est présentement autorisée,
 - de 6920 GW.h à 15 920 GW.h la quantité maximale d'énergie dont l'exportation est présentement autorisée.
- c) l'autorisation préalable prévue à la modalité 10 du certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-21 en vue d'ajouter de l'équipement de manoeuvre et de déplacer le point de départ de la ligne internationale visée par ledit certificat.

Note explicative de l'Office

Les parties b) et c) de la demande sont tributaires de la partie a) pour les raisons suivantes:

Partie b)

La licence EL-167 autorise déjà l'exportation de quantités de puissance et d'énergie interruptibles correspondant à la capacité de transfert maximale de deux lignes internationales de transport qui servent aux exportations vers la Nouvelle-Angleterre. La capacité maximale de la ligne ± 450 kV serait portée à 2000 MW pour permettre la nouvelle exportation de 7 TW.h par année aux New England Utilities; cependant, la demande ne contient aucun autre renseignement

Chapter 3

The Application

By a three-part application dated 7 August 1987
Hydro-Québec applied for:

- a) a licence for a period of ten years (with the possibility of a four-year extension), beginning 1 September 1990 and ending 31 August 2000 (or 31 August 2004), to export firm energy to the New England Utilities (NEU) in accordance with the terms of the firm energy contract between Hydro-Québec and the NEU, executed on 14 October 1985. The maximum quantities that would be delivered are 9 TW.h annually and a total of 70 TW.h over the entire period covered by the licence.
- b) an amendment to Conditions 4 and 5 of Licence EL-167, to increase:
 - the maximum quantity of power which may be exported from 790 MW to 2000 MW and
 - the maximum quantity of energy which may be exported from 6920 GW.h to 15 920 GW.h.
- c) prior approval as set out in Condition 10 of Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 for the addition of switching equipment and relocation of the take-off point of the international power line described in the above certificate.

Board's explanatory note

Parts b) and c) of the application are dependent on Part a) for the following reasons:

Part b)

Licence EL-167 already authorizes the export of quantities of interruptible power and energy corresponding to the maximum transfer capacity of the two international power lines used to supply power and energy to New England. The maximum transfer capacity of the ± 450 kV line would be upgraded to 2000 MW to permit the additional export of 7 TW.h annually to the NEU; however, the application did not include any other supportive information related to the increase in the

rélié à l'augmentation des quantités de puissance et d'énergie maximales autorisées par la licence EL-167.

Partie c)

Installations de la Phase II — NEPOOL

Le certificat EC-III-21 a été accordé à Hydro-Québec pour l'autoriser à construire les installations de la Phase I de l'interconnexion avec New England Power Pool (NEPOOL) qui est en service depuis 1986. La Phase I comprend la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à + 450 kV et les installations terminales au poste Des Cantons. Cette ligne a une capacité physique de 2000 MW mais présentement les installations terminales limitent les transferts à 690 MW.

Le Contrat d'énergie garantie prévoit qu'Hydro-Québec et les New England Utilities doivent construire les installations de la Phase II qui sont nécessaires pour augmenter à 2000 MW la capacité nominale de transfert de l'interconnexion qui relie leurs réseaux respectifs. Pour ce faire, Hydro-Québec doit ajouter certains équipements au poste Des Cantons, y compris des appareils de protection, de commande et de mesurage.

maximum quantities of power and energy authorized under Licence EL-167.

Part c)

NEPOOL — Phase II Facilities

Hydro-Québec was issued Certificate No. EC-III-21 authorizing construction of the Phase I facilities of the interconnection with the New England Power Pool (NEPOOL) which has been in service since 1986. Phase I includes the ± 450 kV international direct current power line and the terminal facilities at the Des Cantons substation. This line has a physical transfer capacity of 2000 MW but its nominal transfer capacity is presently limited to 690 MW by the terminal facilities.

The firm energy contract stipulates that Hydro-Québec and the NEU shall construct the Phase II facilities required to upgrade the nominal transfer capacity of the interconnection linking their respective systems to 2000 MW. Hydro-Québec is required, therefore, to add certain equipment to the Des Cantons substation. This includes protection, control and metering equipment.

Chapitre 4

Le contrat

Chapter 4

The Contract

Le Contrat d'énergie garantie entre Hydro-Québec et les New England Utilities a été signé le 14 octobre 1985. Ce contrat prévoit, entre autres, les modalités qui régiront les programmes de livraison, la fixation du prix de l'énergie garantie et le mécanisme de rajustement des quantités et du prix de l'énergie en cas de défaillance des livraisons.

Ce contrat entrera en vigueur au plus tôt le 1^{er} septembre 1990 et se terminera au plus tard le 31 août 2004.

4.1 Quantité

Le Contrat d'énergie garantie vise un objectif total de 70 TW.h d'énergie, soit une quantité annuelle de 7 TW.h, qui serait exportée durant une période de 10 ans, à compter du 1^{er} septembre 1990 jusqu'au 31 août 2000. Si, au 31 août 2000, toute l'énergie contractuelle n'a pas été livrée par Hydro-Québec, la période pourrait être prolongée jusqu'au 31 août 2004.

4.2 Prix

Le prix de l'énergie (article 6.1 du contrat) serait établi selon la formule suivante:

$$\text{Prix \$ US /MW.h} = A \times \frac{B}{40,33}$$

où

A = prix de référence fixé comme suit:

Période	\$ US/MW.h
du 1 ^{er} sept. 1990 au 31 août 1995*	32,25
du 1 ^{er} sept. 1995 au 31 août 2000	38,25
du 1 ^{er} sept. 2000 au 31 août 2004	39,00

* En cas de retard de l'entrée en vigueur du contrat, cette période pourrait être prolongée jusqu'au 31 août 1996.

B = coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour la période de 12 mois qui précède l'année contractuelle en cours.

Nota:

40,33 (\$ US/MW.h) représente le coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour l'année 1983.

The firm energy contract between Hydro-Québec and the NEU was signed on 14 October 1985. This contract sets out, among other things, the terms and conditions governing delivery schedules, calculation of the firm energy price and a mechanism for readjusting quantities and energy price in the event of deficiencies in deliveries.

The contract will come into effect no sooner than 1 September 1990 and will end no later than 31 August 2004.

4.1 Quantity

The total quantity of energy to be exported under the firm energy contract would be 70 TW.h, that is, 7 TW.h annually for a period of ten years beginning 1 September 1990 and ending 31 August 2000. If, on 31 August 2000, Hydro-Québec has not delivered the total quantity of energy, the contract period may be extended to 31 August 2004.

4.2 Price

The energy price (section 6.1 of the contract) would be calculated according to the following formula:

$$\text{Price \$ US/MW.h} = A \times \frac{B}{40.33}$$

where

A = a reference price determined as follows:

Period	\$ US/MW.h
from 1 Sept. 1990 to 31 Aug. 1995*	32.25
from 1 Sept. 1995 to 31 Aug. 2000	38.25
from 1 Sept. 2000 to 31 Aug. 2004	39.00

* In the event of a delay in the coming into effect of the contract, this period could be extended to 31 August 1996.

B = the annual weighted NEPOOL fossil energy cost for the twelve-month period preceding the current contract year.

Note:

40.33 (\$ US/MW.h) represents the annual weighted NEPOOL fossil energy cost for 1983.

4.3 Programme de livraison

Le contrat prévoit les quantités mensuelles minimales et maximales d'énergie à programmer pour l'année contractuelle (article 3.1).

Au plus tard le 1^{er} août de chaque année, Hydro-Québec et New England Utilities devraient établir conjointement le programme mensuel de livraison pour l'année contractuelle commençant le 1^{er} septembre suivant, en tenant compte des limites minimales et maximales définies à l'article 3.1.

4.4 Défaillances

L'article V du Contrat d'énergie garantie prévoit un mécanisme de rajustement des programmes de livraison et du prix en cas de défaillances causées par des interruptions ou des réductions des livraisons horaires programmées, sauf dans les cas où les interruptions ou réductions seraient faites suite à une décision du Comité d'exploitation. L'utilisation de ce mécanisme pourrait augmenter jusqu'à 9 TW.h la quantité annuelle d'énergie programmée.

4.5 Installations de la Phase II

Hydro-Québec et New England Utilities s'engagent à terminer et vérifier, au plus tard le 1^{er} septembre 1993, toutes les installations requises pour l'exécution du contrat. Si les installations ne sont pas disponibles à cette date, l'une ou l'autre partie peut mettre fin au contrat en donnant un préavis écrit de deux mois.

4.3 Delivery Schedule

The contract sets out the minimum and maximum monthly quantities of energy to be scheduled for the contract year (section 3.1).

No later than 1 August of each year, Hydro-Québec and the NEU should jointly establish the monthly delivery schedule for the contract year starting 1 September of the same year, respecting the minimum and maximum limits set out in section 3.1.

4.4 Deficiencies

Article V of the firm energy contract provides a mechanism for readjustment of the price and delivery schedules in the event of deficiencies due to interruptions or reductions in the scheduled hourly deliveries, except in cases where interruptions or reductions are effected pursuant to a decision by the Operating Committee. Use of this mechanism could increase the annual quantity of energy scheduled to 9 TW.h.

4.5 Phase II Facilities

Hydro-Québec and the NEU are committed to installing and testing all facilities required for execution of the contract by 1 September 1993. If the facilities are not ready on that date, either party may terminate the contract upon two months' written notice.

Chapitre 5

La preuve du demandeur

Chapter 5

The Applicant's Evidence

5.1 Les charges au Québec

À la fin de l'année 1986, Hydro-Québec desservait 2 862 422 abonnés dont 2 599 403 des secteurs domestique et agricole et 13 045 du secteur industriel. Ce dernier secteur comprend des industries primaires telles que les mines et les pâtes et papiers aussi bien qu'un groupe important d'industries secondaires du secteur manufacturier.

La puissance maximale appelée par les besoins prioritaires du réseau d'Hydro-Québec pour l'hiver 1986-1987, enregistrée le 26 janvier 1987, a été 23 219 MW comparativement à une pointe de 22 895 MW l'année précédente, soit une croissance de 1 p. 100. Les ventes totales d'électricité, y compris les ventes à l'extérieur de la province, ont atteint 144,1 TW.h en 1986, une hausse de 8 p. 100 par rapport à l'année précédente.

5.2 Installations de production et de transport

La puissance totale disponible sur le réseau d'Hydro-Québec en 1986 était de 24 475 MW, soit quelque 22 726 MW de puissance hydraulique, 1064 MW de capacité thermique et 685 MW de puissance nucléaire (voir Annexe III). Le demandeur dispose également de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls d'une puissance nominale de 5225 MW.

En 1990, année prévue pour l'entrée en vigueur du Contrat d'énergie garantie de 70 TW.h avec les New England Utilities, Hydro-Québec prévoit disposer d'une puissance brute de l'ordre de 25 600 MW. Pour la période 1990 à 2004, Hydro-Québec comptera sur de nouvelles installations de production et de transport afin de satisfaire à l'accroissement de ses besoins réguliers en puissance et énergie ainsi qu'à ses engagements à l'exportation, y compris le contrat de 70 TW.h. À cette fin, elle prévoit devancer la construction de certaines installations et a modifié en conséquence le calendrier de mise en service comme l'indique le tableau 5.1.

5.1 Quebec Loads

At the end of 1986, Hydro-Québec was supplying 2 599 403 customers in the domestic and agricultural sectors and 13 045 customers in the industrial sector, out of a total of 2 862 422 customers. The industrial sector includes primary industries such as mining and pulp and paper, as well as a large number of secondary industries belonging to the manufacturing sector.

Hydro-Québec's peak domestic load during the winter of 1986-87, recorded on 26 January 1987, was 23 219 MW compared to a peak of 22 895 MW the year before. This is an increase of 1 percent. Total electricity sales, including sales outside the province, were 144.1 TW.h in 1986, a rise of 8 percent over the previous year.

5.2 Generating and Transmitting Facilities

In 1986, Hydro-Québec's total generating capacity was 24 475 MW. This figure consists of some 22 726 MW of hydraulic capacity, 1064 MW of thermal capacity and 685 MW of nuclear capacity (see Appendix III). The Applicant also uses most of the power generated by the Churchill Falls generating station, which has a nominal capacity of 5225 MW.

By 1990, when the 70 TW.h firm energy contract with the NEU would come into effect, Hydro-Québec expects to have a gross generating capacity in the order of 25 600 MW. For the period 1990 to 2004, Hydro-Québec will utilize new generating and transmitting facilities to meet the increase in regular requirements for power and energy as well as export commitments, including the 70 TW.h contract. To this end, Hydro-Québec plans to advance the construction of some facilities and has consequently modified its project installation schedule, as indicated in Table 5.1.

Tableau 5-1
**Installations de production et transport
Calendrier de mise en service (1990-2004)**

Projet	Puissance MW	Date	
		Sans le contrat d'énergie	Avec le contrat d'énergie
LG 2A	1900	1992-1993	*
Autres projets de pointe	1300	1997-2000	1997-2005
LG 1	1296	2001-2002	1999-2000
Brisay	385	2002	2001
LA 1	783	2002	*
Ste-Marguerite	822	2004	*
6 ^e ligne Baie James	2000	1992	1990
7 ^e ligne Baie James	—	2001	1999

* La date de mise en service n'est pas modifiée par le contrat d'énergie

En outre, durant la même période, le demandeur prévoit installer environ 2000 MW de puissance provenant de turbines à gaz afin de satisfaire la charge de pointe.

5.3 Charge, approvisionnement et excédent

Hydro-Québec a fourni des prévisions mensuelles des besoins prioritaires de puissance et de la capacité de production de son réseau pendant toute la période demandée pour la licence. Les prévisions de la demande d'électricité sont conformes au "Plan de développement d'Hydro-Québec 1987-1989 — Horizon 1996" qui a été déposé comme partie intégrante du dossier. Selon ce document, le scénario de référence, dit de demande moyenne, utilisé par Hydro-Québec prévoit un taux de croissance moyenne de la charge de 2,7 p. 100 pour la période 1986-2006.

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué que les prévisions étaient faites en fonction des besoins prioritaires, des apports hydrauliques, de l'addition de nouveaux équipements de production et des possibilités de vente aux réseaux voisins directement interconnectés selon les termes des conventions d'interconnexion. Pour arriver à ces résultats, Hydro-Québec a retenu les hypothèses d'une hydraulique moyenne, de conditions normales d'exploitation ainsi que des possibilités de régulations intersaisonnieres et multiannuelles des réservoirs. De plus, elle a tenu compte de la puissance thermique et nucléaire dont elle dispose sur le réseau, cependant le même témoin a déclaré que normalement les centrales thermiques ne seraient pas utilisées pour la production d'énergie.

Table 5-1
**Generating and Transmitting Facilities
Installation Schedule (1990-2004)**

Project	Capacity MW	In-Service Date	
		Without energy contract	With energy contract
LG 2A	1900	1992-1993	*
Other Peaking Capacity Projects	1300	1997-2000	1997-2005
LG 1	1296	2001-2002	1999-2000
Brisay	385	2002	2001
LA 1	783	2002	*
Ste-Marguerite	822	2004	*
James Bay 6th Line	2000	1992	1990
James Bay 7th Line	—	2001	1999

* The in-service date is not affected by the energy contract.

During the same period, the Applicant also intends to install approximately 2000 MW of gas-turbine capacity in order to meet peak demand.

5.3 Load, Supply and Excess Energy

Hydro-Québec submitted estimates of the system's monthly power requirements and generating capacity for the period to be covered by the licence. The electricity demand estimates conform to the 1987-1989 Hydro-Québec Development Plan, which was filed as an exhibit at the hearing. According to this document, in the average demand reference case, Hydro-Québec forecasts an average load growth rate of 2.7 percent for the period 1986-2006.

A witness for Hydro-Québec explained that the estimates took into consideration Hydro-Québec's own customers' requirements, water availability, additional generating equipment and possible sales to directly interconnected neighbouring systems under the terms and conditions of Hydro-Québec's interconnection agreements. Hydro-Québec based these figures on average streamflow conditions, normal operating conditions and interseasonal and multi-year regulation of reservoirs. The Applicant also took into account thermal and nuclear power available to the system; however, the same witness stated that thermal stations would not normally be used to generate energy.

Le tableau à l'Annexe IV montre les quantités annuelles relatives à la productibilité, incluant les achats contractuels, aux besoins réguliers d'énergie et à l'énergie excédentaire pour la période 1990-2004. Les besoins réguliers d'Hydro-Québec comprennent en plus des besoins prioritaires de son réseau, les livraisons selon ententes avec d'autres réseaux québécois et tous les contrats de ventes garanties à l'extérieur du Québec y compris les quantités d'énergie prévues au récent contrat garanti avec Énergie Nouveau-Brunswick. Le tableau indique qu'Hydro-Québec, après avoir satisfait ses besoins réguliers et livré les 70 TW.h aux New England Utilities, disposerait encore d'énergie excédentaire durant les années 1990 à 1995. Selon le scénario de croissance moyenne, Hydro-Québec livrerait 54 TW.h aux termes du contrat de 70 TW.h à même l'énergie excédentaire, tandis que 16 TW.h proviendraient du devancement de construction d'installations de production.

Un témoin d'Hydro-Québec a déclaré que depuis 1982, cette société a modifié sa vision de vente d'électricité hors Québec. Elle ne considère plus ses marchés externes simplement comme moyen d'écouler ses surplus temporaires ou saisonniers, mais elle tente plutôt de concrétiser un marché lui offrant la possibilité de développer les ressources renouvelables du Québec au profit de la collectivité canadienne. Actuellement, la majeure partie des revenus générés par les ventes externes d'Hydro-Québec provient de transactions au jour le jour dites "énergie d'économie ou de remplacement de combustible". Ce genre de transaction est susceptible de produire des fluctuations importantes des revenus, comme ce qui s'est produit avec la chute des prix du pétrole en 1986. Depuis 1984, Hydro-Québec a pris des mesures pour diminuer ce risque en vendant des blocs d'énergie garantie et c'est ce qui a donné lieu à la signature du Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities. Dans cette optique, ce contrat constitue la transition entre l'étape NEPOOL Phase I qui visait la vente d'énergie essentiellement interruptible, et l'étape à venir qui viserait la vente de puissance et d'énergie garanties pour remplacer la construction de nouvelles centrales de base en Nouvelle-Angleterre.

5.4 Marché d'exportation

Le client de ce projet d'exportation, New England Utilities, est un groupe de services publics d'électricité qui font affaire dans un ou plusieurs États de la Nouvelle-Angleterre. Ce groupe comprend, directement ou indirectement, presque tous les membres du consortium NEPOOL et dessert la plus grande partie des États de la Nouvelle-Angleterre en électricité. Outre ses interconnexions avec Hydro-Québec, le

The Table in Appendix IV shows annual quantities relative to generating capability, including contract purchases, regular load requirements and surplus energy for the period 1990-2004. In addition to its own customers' requirements, Hydro-Québec's regular requirements include deliveries under agreements with other Quebec systems and all firm sale contracts outside the Province of Quebec, including the quantities of energy forecast in the recent firm contract with New Brunswick Power (NB Power). This Table indicates that Hydro-Québec, after meeting its regular requirements and delivering the 70 TW.h to the NEU, would still have surplus energy during the years 1990 to 1995. According to the average growth case, 54 TW.h of the 70 TW.h delivered under the terms of the contract would be surplus energy, while the remaining 16 TW.h would be derived from the construction of generating facilities whose in-service dates had been advanced.

A witness for Hydro-Québec stated that, since 1982, the Company had changed its concept of electricity sales outside Quebec. Hydro-Québec no longer looks to external markets simply to sell off temporary or seasonal surpluses, but is trying rather to solidify a market through which it can develop Quebec's renewable resources for the benefit of Canada. Currently, most of the revenue generated by Hydro-Québec's external sales is derived from day-to-day transactions involving economy energy or fuel replacement energy. Such types of transactions may result in significant fluctuations in revenue, as occurred with the 1986 drop in oil prices. Since 1984, Hydro-Québec has taken measures to diminish this risk by selling blocks of firm energy and this approach has resulted in the firm energy contract with the NEU. From this perspective, the contract constitutes a transition between the NEPOOL Phase I stage, in which the goal has essentially been to sell interruptible energy, and the next stage, which focusses on selling firm power and energy and thereby making the construction of new base-load generating plants in New England unnecessary.

5.4 Export Market

The client for this export project, the NEU, is a group of electrical utilities operating in one or more New England states. This group includes, directly or indirectly, almost all members of the NEPOOL consortium and provides electricity to most of the New England states. The NEPOOL system is interconnected with the NB Power and the New York Power Authority systems, as well as the Hydro-Québec

réseau de NEPOOL est interconnecté avec les réseaux d'Énergie Nouveau-Brunswick et de New York Power Authority. NEPOOL prévoit que son réseau aura une pointe d'été qui dépassera sa pointe d'hiver dès 1989. Pour l'année 1990, la charge de pointe d'hiver atteindrait 19 300 MW en janvier tandis qu'elle serait de 19 400 MW en août. Pour la même année, les besoins en énergie s'élèveraient à 109,4 TW.h. La preuve indique qu'entre les années 1990 et 2000 la structure des sources de production ne variera pas beaucoup et que près de 75 p. 100 de l'électricité proviendrait de sources thermiques, fossile ou nucléaire.

Le témoin américain a fait remarquer que dans la planification de l'utilisation des sources de production d'énergie pour la période du Contrat d'énergie garantie, la Nouvelle-Angleterre comptait utiliser les 70 TW.h d'énergie pour alimenter sa charge de base.

5.5 Offres d'électricité aux services canadiens

Afin de démontrer que l'électricité proposée à l'exportation est excédentaire aux besoins canadiens et que le prix rencontre le deuxième critère de prix, Hydro-Québec, conformément à une pratique établie, en a fait l'offre aux services canadiens.

Dans une lettre en date du 2 juillet 1987 adressée à Énergie Nouveau-Brunswick, St.Lawrence Power Company, Ontario Hydro et Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, Hydro-Québec a offert l'électricité prévue au Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities. Les lettres étaient accompagnées d'une copie du contrat. L'offre était faite selon les termes prévus audit contrat. Les services canadiens avaient déjà reçu une copie de la demande d'Hydro-Québec conformément à l'ordonnance de l'Office EH-1-87 émise le 30 janvier 1987.

5.6 Prix

5.6.1 Prix à l'exportation et revenus

Le prix à l'exportation serait établi selon les dispositions de l'article 6.1 du contrat qui sont expliquées au chapitre 4 du présent rapport.

Les prix obtenus en appliquant la formule prévue à cet effet correspondent à 80 p. 100 du coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour les années 1990-1995, à 95 p. 100 du même coût pour les années 1996-2000 et à 97 p. 100 pour les années 2001-2004.

Quant aux revenus annuels qu'elle tirerait du Contrat d'énergie garantie, Hydro-Québec a fourni

system. NEPOOL expects its system's summer peak to exceed its winter peak by 1989. In 1990, the peak load in January will be 19 300 MW, while the August peak load will be 19 400 MW. For the same year, energy requirements will rise to 109.4 TW.h. The evidence indicates that, between 1990 and 2000, there will be little variation in the structure of NEPOOL's generating mix and that nearly 75 percent of NEPOOL's electricity will come from fossil or nuclear thermal sources.

The US witness noted that in its generation utilisation planning for the period covered by the firm energy contract, New England had allocated the 70 TW.h of energy from Hydro-Québec to supply its base load.

5.5 Offers to Canadian Utilities

To demonstrate that the electricity to be exported is surplus to Canadian requirements and that the price meets the second price test, Hydro-Québec, in accordance with established practice, offered the proposed export to Canadian utilities.

In a letter dated 2 July 1987 addressed to NB Power, St. Lawrence Power Company, Ontario Hydro and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo), Hydro-Québec offered these companies the electricity described in the firm energy contract with the NEU. The letters were accompanied by a copy of the contract. The offer was made under the same terms and conditions as those set out in the said contract. The Canadian utilities had already received a copy of Hydro-Québec's application pursuant to the Board's Order No. EH-1-87 issued 30 January 1987.

5.6 Price

5.6.1 Export Price and Revenue

The export price would be determined according to the provisions of section 6.1 of the contract, as explained in Chapter 4 of this report.

The prices obtained by applying the established formula correspond to 80 percent of the annual weighted NEPOOL fossil energy cost for the period 1990-95, 95 percent of the same cost for the period 1996-2000 and 97 percent for the period 2001-2004.

Hydro-Québec submitted the following estimates, based on its 1987-1989 Development Plan, showing

les prévisions suivantes préparées dans le cadre de son Plan de développement 1987-1989.

Tableau 5-2

**Contrat d'énergie avec les New England Utilities
Prévisions des prix et revenus**

Années	Quantités TW.h	Prix ¹ \$/MW.h	Revenus ¹ Million \$
1990	2,3	26,8	61,7
1991	7,0	28,1	197,0
1992	7,0	29,0	203,2
1993	7,0	30,5	213,4
1994	7,0	32,0	224,3
1995	7,0	36,1	252,6
1996	7,0	43,4	304,0
1997	7,0	46,9	328,0
1998	7,0	50,1	350,4
1999	7,0	52,9	370,4
2000	4,7	56,0	263,2

1. Dollars canadiens courants

5.6.2 Coûts au Canada

Le demandeur a présenté les résultats d'une analyse de recouvrement des coûts et d'une analyse des coûts-avantages sociaux¹ pour démontrer que les exportations permettraient un recouvrement de ses coûts privés et des coûts sociaux.

5.6.2.1 Analyse de recouvrement des coûts

Hydro-Québec n'a pas remis à l'Office d'estimation détaillée des coûts correspondant aux coûts de devancement des installations individuelles préférant plutôt remettre une estimation annuelle du coût global de devancement de toutes les installations de production et de transport. De la même façon, elle n'a pas remis à l'Office une liste détaillée des hypothèses qui sous-tendent ses calculs du coût d'opportunité².

Hydro-Québec a soutenu que la divulgation de ce genre d'information nuirait à sa position de négociateur. Cependant, en réponse aux demandes de renseignements additionnels de l'Office, elle a fourni quelques estimations détaillées des coûts et les hypothèses qui sous-tendent les coûts de devancement; elle a expliqué, de façon générale et à l'aide de don-

annual revenues to be derived from the energy contract:

Table 5-2

**Energy Contract with the New England Utilities
Price and Revenue Forecast**

Years	Quantities TW.h	Price ¹ \$/MW.h	Income ¹ Million \$
1990	2.3	26.8	61.7
1991	7.0	28.1	197.0
1992	7.0	29.0	203.2
1993	7.0	30.5	213.4
1994	7.0	32.0	224.3
1995	7.0	36.1	252.6
1996	7.0	43.4	304.0
1997	7.0	46.9	328.0
1998	7.0	50.1	350.4
1999	7.0	52.9	370.4
2000	4.7	56.0	263.2

1. Current Canadian dollars

5.6.2 Canadian Costs

The Applicant presented the results of a cost-recovery analysis and a social cost-benefit analysis¹ to demonstrate that the export would recover both its private costs and the social costs.

5.6.2.1 Cost-Recovery Analysis

Hydro-Québec did not provide the Board with detailed cost estimates corresponding to the advancement costs of individual facilities, preferring instead to provide annual overall advancement costs covering all the generating and transmitting facilities. Similarly, the Applicant did not provide the Board with a detailed account of the assumptions underlying its calculations of the opportunity cost².

Hydro-Québec argued that the disclosure of such information would be prejudicial to its negotiating position. However, in response to the Board's requests for additional information, the Applicant did provide some detailed cost estimates as well as the assumptions underlying the advancement costs and it explained, in a broad manner, using hypoth-

1. Une analyse des coûts-avantages sociaux vise à montrer les avantages qu'un projet d'exportation procure et les coûts qu'il entraîne pour l'ensemble du pays.
2. Le coût d'opportunité, d'après la définition fournie par Hydro-Québec à l'onglet 2 de la pièce B-4, reflète la valeur qu'Hydro-Québec estime pouvoir obtenir des marchés existants pour ses excédents d'énergie interruptible si elle n'exportait pas l'énergie garantie prévue dans son contrat avec les New England Utilities.

1. A social cost-benefit analysis is intended to present the benefits and costs of an export project from the perspective of the country as a whole.
2. Opportunity cost, according to a definition provided by Hydro-Québec under Tab 2 of Exhibit B-4, reflects the value that Hydro-Québec estimates that it could obtain from existing markets for its surplus interruptible energy if it did not export the firm energy provided for in its contract with the NEU.

nées hypothétiques, sa manière de calculer le coût d'opportunité.

Lors de l'audience, les témoins du demandeur ont mentionné les coûts additionnels qu'entraînerait le mode de traversée sous le fleuve Saint-Laurent plutôt que le mode de traversée aérienne prévu dans les estimations des coûts. Une telle traversée sous-fluviale, dont le coût devrait s'élever à 120 millions de dollars, doit maintenant être construite conformément au Décret 1807-87 du Gouvernement du Québec (pièce B-40). Le coût de devancement de 4 millions de dollars pour la traversée aérienne, compris dans l'analyse de recouvrement des coûts, passerait à 13 millions de dollars dans le cas d'une traversée sous-fluviale. Ces frais réduiraient de 9 millions de dollars les bénéfices nets d'Hydro-Québec. Un témoin a déclaré qu'une ligne aérienne temporaire pourrait être nécessaire pour respecter la date d'entrée en vigueur du contrat d'énergie avec les New England Utilities, soit 1990. Cette ligne pourrait aussi être nécessaire après 1992 comme ligne auxiliaire pour répondre aux besoins du Québec jusqu'à ce que la fiabilité de la traversée sous-fluviale soit établie. Dans ce cas, la ligne temporaire pourrait permettre de répondre tant aux besoins intérieurs qu'aux besoins d'exportation après 1992 et seule une partie de son coût serait imputable à l'exportation proposée. Le demandeur n'a pu indiquer quand la décision finale relative à une traversée aérienne temporaire serait prise étant donné que les études ne sont pas encore achevées et que la décision finale appartient au Gouvernement du Québec. Le demandeur a évalué à 32 millions de dollars le coût d'un traversée aérienne temporaire qui lui permettrait de respecter son échéance de mise en service de 1990; le coût de démantèlement s'élèverait à 16 millions de dollars.

D'après la preuve fournie, les prix de combustible utilisés par Hydro-Québec dans le calcul des revenus tirés du contrat étaient généralement inférieurs aux prix utilisés par les organismes publics et privés qui publient de telles prévisions. C'est pour cette raison que le demandeur a inclus, dans son analyse de sensibilité, les revenus et coûts qui ont été calculés à partir des prévisions de prix de combustible de Data Resources Inc., société d'experts-conseils qui a des connaissances spécialisées en prévisions énergétiques et qui fournit des services de prévisions aux New England Utilities.

Les résultats de l'analyse de recouvrement des coûts d'Hydro-Québec, qui reposent sur ses propres hypothèses des prix de combustible et sur les hypothèses des prix de combustible de Data Resources Inc., sont présentés au Tableau 5-3.

tical figures, how the opportunity cost calculations were performed.

At the hearing, the Applicant's witnesses testified on the additional cost of an underwater crossing of the St. Lawrence River rather than the overhead crossing assumed in the cost estimates. Such an underwater crossing, estimated to cost \$120 million, is now required to be built in accordance with Decree no. 1807-87 of the Quebec government (Exhibit no. B-40). The advancement cost of \$4 million for the overhead crossing, included in the cost recovery analysis, would increase to \$13 million for such an underwater crossing. This would reduce Hydro-Québec's net benefit by \$9 million. Hydro-Québec stated that a temporary overhead crossing might be required to meet a 1990 effective date for the energy contract with the NEU. Such a crossing could also be required after 1992 as a back-up to supply Quebec requirements until the reliability of the underwater crossing was proven. In that instance, the temporary crossing would be needed for both domestic and export requirements after 1992 and only a portion of its cost would be attributable to the proposed export. The Applicant was unable to indicate when the final decision on the use of a temporary overhead crossing would be taken, since studies were still under way and the ultimate decision rested with the Quebec government. The Applicant estimated that the cost of the temporary overhead crossing for a 1990 in-service date would be \$32 million and that the dismantling cost would be \$16 million.

According to the evidence, the fuel prices assumed by Hydro-Québec in calculating the contract revenues were generally lower than those of other public and private organizations that publish such forecasts. For this reason, as part of its sensitivity analysis, the Applicant included revenues and costs calculated from fuel price assumptions of Data Resources Inc. (DRI), a consulting firm with expertise in energy forecasting that provided forecasting services to the NEU.

The results of Hydro-Québec's cost-recovery analysis, based on its own assumptions as well as on the fuel price assumptions of DRI, are shown in Table 5-3.

Tableau 5-3

Exportations aux New England Utilities
Analyse de recouvrement des coûts
(millions de dollars actualisés en septembre 1990)

	Hypothèses Hydro-Québec	Hypothèses de prix de combustible Data Resources Inc.
Revenus bruts du contrat	1561	1930
Coûts:		
(i) Frais d'immobilisations additionnels ¹	632	632
(ii) Coût d'opportunité	754	793
(iii) Ajustement en fonction du mode de traversée ²	9	9
BÉNÉFICES PRIVÉS NETS	166	496

1. C'est ce qu'il en coûterait au total pour devancer la construction des installations de production et de transport indiquées au Tableau 5-1.
2. Cet ajustement représente l'utilisation du mode de traversée sous le fleuve Saint-Laurent plutôt que d'un mode de traversée aérienne.

Aux questions qui lui étaient posées, lors de l'audience, sur la période de récupération, Hydro-Québec a indiqué qu'elle prévoyait en général recouvrer ses coûts vers la fin de la période contractuelle.

Pour obtenir un résumé des hypothèses qui sous-tendent l'analyse de recouvrement des coûts, le lecteur est prié de consulter l'annexe V.

5.6.2.2 Analyse des coûts-avantages sociaux

Pour effectuer son analyse des coûts-avantages sociaux, le demandeur a pris comme point de départ les revenus annuels et les catégories de coûts mentionnées dans l'analyse de recouvrement des coûts décrite ci-dessus. Il a ensuite apporté des ajustements à sa première analyse toutes les fois qu'il pouvait observer et quantifier une différence entre les coûts privés et sociaux. Les résultats sont résumés dans le Tableau 5-4. Avec un taux social d'actualisation de 6 p. 100, le demandeur en est arrivé à la conclusion que les exportations proposées devraient rapporter au Canada des bénéfices de l'ordre de 406 millions de dollars, actualisés en septembre 1990.

Comme on peut le constater dans le Tableau 5-4, les ajustements apportés ont tenu compte des différences entre les coûts privés et sociaux de la main-d'œuvre, des devises étrangères et des taxes. En outre, comme il a été mentionné dans la section précédente, le demandeur a prévu, dans son analyse des coûts-avantages, une traversée aérienne du Saint-Laurent dans les environs de Grondines. Le demandeur a témoigné que, pour évaluer l'impact social d'une ligne sous-fluviale, il fallait réduire de

Table 5-3

Export to the New England Utilities
Cost-Recovery Analysis
(present value, millions of September 1990 \$)

	Hydro-Québec's Assumptions	DRI Fuel Price Assumptions
Gross Contract Revenues	1561	1930
Costs:		
(i) Additional Installation Cost ¹	632	632
(ii) Opportunity Cost	754	793
(iii) Crossing Adjustment ²	9	9
NET PRIVATE BENEFITS	166	496

1. This is the total cost of advancing the construction of the generating and transmitting facilities shown in Table 5-1.
2. This adjustment accounts for the use of an underwater crossing of the St. Lawrence River rather than an overhead crossing.

Responding to questions at the hearing on the pay-back period, Hydro-Québec indicated that, overall, it expected to recover its costs toward the end of the contract period.

For a summary of the assumptions used in the cost-recovery analysis refer to Appendix V.

5.6.2.2 Social Cost-Benefit Analysis

The approach taken by the Applicant in the social cost-benefit analysis was to use the annual revenue and cost streams developed in the cost-recovery analysis described above and to apply adjustments wherever a difference between private and social costs could be identified and quantified. The results are summarized in Table 5-4. Using a social discount rate of six percent, the Applicant found that the proposed export would be expected to yield benefits to Canada in the order of \$406 million, discounted to September 1990.

As can be seen from Table 5-4, adjustments were made to account for differences between the private and social costs of labour, foreign exchange, and taxes. In addition, as discussed in the previous section, the Applicant's social cost-benefit analysis assumed an overhead crossing of the St. Lawrence River in the vicinity of Grondines. The Applicant testified that the social impact of an underwater crossing could be obtained by reducing its additional private cost of \$9 million (1990 dollars) by 20 percent.

Tableau 5-4

Exportations aux New England Utilities
Analyse des coûts-avantages sociaux
 (millions de dollars actualisés en septembre 1990)

Taux social d'actualisation (réel)	6 %	8 %	10 %
Bénéfices nets privés	166,0	(69,6)	(294,9)
Ajustements économiques:			
(i) externalité de main-d'oeuvre	110,4	129,5	147,2
(ii) valeur sociale des devises étrangères	75,4	68,4	62,5
(iii) taxes indirectes	17,3	21,1	24,5
(iv) taxes sur le capital	34,9	39,3	43,3
(v) ajustement en fonction du mode de traversée*	2	2	2
BÉNÉFICES SOCIAUX NETS POUR LE CANADA	406,0	190,7*	(15,4)*

* On a calculé que l'impact social de la traversée sous le fleuve Saint-Laurent équivalait à un bénéfice de 20 p. 100 du coût privé. Le demandeur a ajusté le coût privé à un taux d'actualisation de 6 p. 100 seulement (9 millions de dollars). Ainsi, les bénéfices nets fournis aux taux de 8 p. 100 et 10 p. 100 sont légèrement sous-estimés.

20 p. 100 ses coûts privés supplémentaires de 9 millions de dollars (en dollars de 1990).

Dans son analyse, Hydro-Québec a supposé que le Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities n'aurait pas d'effet sur les exportations des autres services d'électricité canadiens sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre. Ces services n'ont pas contredit Hydro-Québec. En se fondant sur les conclusions d'études effectuées jusqu'à maintenant, le demandeur a également avancé que ce Contrat d'énergie garantie n'aurait pas d'impact technique sur les réseaux canadiens interconnectés.

À cause des incertitudes entourant le coût social du capital, l'analyse a été effectuée à des taux d'actualisation de 6, 8 et 10 p. 100. Le demandeur a effectué d'autres analyses de sensibilité à cause des problèmes d'incertitude qui entouraient aussi certaines des autres hypothèses. Il a établi que dans la majorité des cas, la conclusion selon laquelle le contrat engendrerait des bénéfices nets demeurait inchangée. Le demandeur a signalé, en particulier, que même si aucun ajustement n'était fait pour la valeur sociale des devises étrangères, l'exportation rapporterait encore au Canada des bénéfices nets de 129 millions de dollars¹ à un taux d'actualisation de 8 p. 100 en septembre 1990.

Table 5-4

Export to the New England Utilities
Cost-Benefit Analysis
 (present value, millions of September 1990 \$)

Social Discount Rate (Real)	6 %	8 %	10 %
Net Private Benefits	166.0	(69.6)	(294.9)
Economic Adjustments:			
(i) Labour Externality	110.4	129.5	147.2
(ii) Social Value of foreign Exchange	75.4	68.4	62.5
(iii) Indirect Taxes	17.3	21.1	24.5
(iv) Taxes on Capital	34.9	39.3	43.3
(v) Crossing Adjustment*	2	2	2
NET SOCIAL BENEFITS TO CANADA	406.0	190.7*	(15.4)*

* The social impact of the underwater crossing of the St. Lawrence River was estimated to be equal to a benefit of 20 percent of the private cost adjustment. The Applicant provided the private adjustment at a six percent discount rate only (\$9 million). Thus the net benefits at eight percent and ten percent are slightly understated.

In the analysis, Hydro-Québec assumed that the firm energy contract with the NEU would have no impact on the exports of other Canadian utilities to the New England market. Those utilities did not disagree with this assumption. Based on the conclusions of studies completed to date, the Applicant also assumed that interconnected Canadian utilities would suffer no technical impact as a result of the firm energy contract.

Because of uncertainties surrounding the social cost of capital the analysis was undertaken at discount rates of six, eight and ten percent. The Applicant performed a number of other sensitivity analyses to address the uncertainty surrounding some of the other assumptions as well. Hydro-Québec determined that in the majority of cases the conclusion that the contract would yield net benefits remained unchanged. The Applicant noted, in particular, that even if no adjustment were made for the social value of foreign exchange, the export would still yield net benefits to Canada of \$129 million¹ when discounted at eight percent to September 1990.

1. Cette valeur serait d'environ 122 millions de dollars si l'on effectuait les ajustements voulus pour la traversée sous le fleuve Saint-Laurent.

1. This value would be about \$122 million after adjusting for an underwater crossing of the St. Lawrence River.

Hydro-Québec a expliqué que le contrat pourra susciter d'autres bénéfices non quantifiables, dont le développement durable d'un nouveau marché américain. Le témoin des New England Utilities a ajouté qu'en plus des bénéfices susmentionnés, l'interconnexion présenterait plusieurs avantages opérationnels comme le partage des réserves et l'entraide en période de pénurie d'électricité tant à Hydro-Québec qu'à la Nouvelle-Angleterre et faciliterait les transactions effectuées en vertu de leur convention actuelle de stockage d'énergie. Cependant, comme on ne peut pas encore profiter de ces avantages, on ne peut justifier la construction de la ligne Comerford-Sandy Pond qu'en supposant que l'exportation proposée ait lieu.

5.6.3 Coût d'un service équivalent au Canada

Hydro-Québec, afin de démontrer que le prix d'exportation ne serait pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions connexes, a offert aux services canadiens directement interconnectés l'électricité prévue au contrat d'énergie avec les New England Utilities suivant les mêmes termes et sous réserve d'ajustements possibles pour tenir compte des paramètres techniques et économiques pertinents.

Aucun service d'électricité canadien interconnecté n'a accepté l'offre du 2 juillet 1987 selon les termes du contrat avec les New England Utilities, incluant le prix.

La preuve a révélé que suite à l'offre, il y avait eu négociations entre le demandeur et deux des réseaux interconnectés, à savoir Énergie Nouveau-Brunswick et CFLCo qui agissait pour le compte de Newfoundland and Labrador Hydro (NLH).

Énergie Nouveau-Brunswick, dans une lettre datée du 31 juillet 1987, a indiqué qu'elle était intéressée à acheter une partie de l'énergie offerte, soit 35 TW.h, durant la période de livraison prévue au contrat avec les New England Utilities aux termes qu'elle croyait être équivalents à ceux dudit contrat. En plus d'échanger de la correspondance, les parties se sont rencontrées à quelques reprises et elles ont finalement négocié une entente en vue de signer un nouveau contrat (une copie de l'annexe B de ce projet de contrat a été déposée comme pièce au dossier sous la cote B-38). Finalement, dans une lettre datée du 19 novembre 1987, Énergie Nouveau-Brunswick a indiqué à Hydro-Québec qu'elle n'était plus intéressée à l'énergie prévue au contrat avec les New England Utilities.

CFLCo, dans une lettre datée du 30 juillet 1987, a manifesté son intérêt à acquérir de la puissance et de l'énergie d'Hydro-Québec en vue d'aider sa

Hydro-Québec noted that there were additional non-quantifiable benefits associated with the contract including the lasting development of a new American market. The witness representing the NEU added that, in addition to the above benefits, the interconnection would provide operational benefits such as reserve sharing and the provision of mutual aid during electricity shortages to both Hydro-Québec and New England, and would increase the ability of the parties to effect transactions under their existing energy banking agreement. However, these benefits were as yet not realized and consequently the construction of the line from Comerford to Sandy Pond could only be justified on the basis that the proposed export would occur.

5.6.3 Cost for equivalent service to Canadians

To demonstrate that the export price would not be less than the price to Canadians for equivalent service in related areas, Hydro-Québec offered the electricity described in the energy contract with the NEU to all directly interconnected Canadian utilities on the same terms and conditions, subject to possible adjustment to account for any relevant technical and economic factors.

None of the interconnected Canadian electrical utilities accepted the electricity offered on 2 July 1987 on the same terms and conditions, including price, as set out in the contract with the NEU.

The evidence revealed that, further to the offer, negotiations took place between the Applicant and two of the interconnected systems: NB Power and CFLCo, which was acting on behalf of Newfoundland and Labrador Hydro (NLH).

NB Power, in a letter dated 31 July 1987, indicated an interest in purchasing 35 TW.h of the energy offered during the delivery period described in the contract with the NEU on terms and conditions the utility believed to be equivalent to those set out in the said contract. In addition to an exchange of correspondence, the parties met on several occasions and finally negotiated an agreement with a view to executing a new contract (a copy of Appendix B of this draft contract was submitted as Exhibit B-38). Finally, in a letter dated 19 November 1987, NB Power indicated to Hydro-Québec that it was no longer interested in purchasing the energy described in the export contract with the NEU.

In a letter dated 30 July 1987, CFLCo expressed an interest in purchasing power and energy from Hydro-Québec in order to assist its parent company, NLH.

société-mère, la Newfoundland and Labrador Hydro. Puis, dans une deuxième lettre à Hydro-Québec en date du 14 août 1987, elle a indiqué clairement que les besoins en électricité de Terre-Neuve différaient nettement des besoins des New England Utilities. Hydro-Québec de son côté a tenté de répondre aux "besoins différents" de Terre-Neuve en proposant une rencontre pour discuter d'un produit qui satisferait les exigences de cette province; mais CFLCo a répondu que le but d'une rencontre serait de discuter l'offre du 2 juillet 1987. Suite à l'échange de correspondance, aux conversations téléphoniques et à une rencontre entre les deux parties, CFLCo, dans une lettre datée du 30 octobre 1987, a indiqué à Hydro-Québec qu'elle n'était pas intéressée à acheter l'énergie offerte aux termes et conditions proposés dans la lettre d'offre du 2 juillet 1987.

5.6.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain

Un témoin des New England Utilities a déclaré que, bien que l'énergie achetée en vertu du Contrat d'énergie garantie remplacerait l'utilisation de combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre, la solution à long terme la moins coûteuse pour les New England Utilities serait vraisemblablement de construire de nouvelles centrales d'électricité de base. Et, comme le temps manque pour construire des centrales thermiques au charbon, même avant 1995, une solution plus souple serait de construire des centrales à cycle combiné alimentées au gaz. Ces centrales, a-t-il déclaré, pourraient produire de l'électricité à un coût bien inférieur au coût de production marginal de la Nouvelle-Angleterre.

Le témoin des New England Utilities a déclaré que l'interconnexion avec Hydro-Québec, que le Contrat d'énergie garantie justifiait, permettait essentiellement le transport de l'équivalent de 900 MW. Dans le bilan final de l'impact environnemental du projet d'interconnexion préparé par le département américain de l'Énergie (pièce A-7), les bénéfices reliés à la puissance ont été évalués à 407 millions de dollars (dollars U.S. de 1990). L'analyse effectuée par les New England Utilities (pièce B-4) a indiqué que le contrat pourrait permettre à la Nouvelle-Angleterre de faire des économies globales d'énergie d'environ 28 p. 100 comparativement à la solution la moins coûteuse. On supposait qu'aucune nouvelle centrale de base ne serait ajoutée au réseau de la Nouvelle-Angleterre.

5.7 Fiabilité des réseaux

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué qu'étant donné sa nature (grands centres de production très éloignés des centres de consommation), le réseau

Then, in a second letter to Hydro-Québec, dated 14 August 1987, NLH clearly indicated that Newfoundland's electrical power requirements differed markedly from those of the NEU. Hydro-Québec made an attempt to meet Newfoundland's "different requirements" by suggesting a meeting to discuss a suitable product; however, CFLCo answered that the purpose of any meeting would be to discuss the 2 July 1987 offer. After an exchange of correspondence, telephone conversations and a meeting between the two parties, CFLCo indicated in a letter to Hydro-Québec dated 30 October 1987 that it was not interested in purchasing the energy under the terms and conditions proposed in the 2 July 1987 offer.

5.6.4 Alternative Costs in the United States Market Area

A witness from the NEU testified that, although the energy being purchased under the firm energy contract would displace fossil fuels in New England, the long-term least-cost alternative for the NEU would most likely be the construction of new base-load generating units. Also, since there was insufficient lead time to build new coal-fired plants, even before 1995, a more flexible option would be gas-fired combined-cycle plants. These, he stated, could generate electricity at a cost well below New England's marginal production cost.

The NEU witness testified that the interconnection with Hydro-Québec, which was justified on the basis of the firm energy contract, essentially provided the equivalent of 900 MW of capacity. In the final environmental impact statement on the proposed interconnection prepared by the United States Department of Energy (Exhibit A-7), this capacity benefit was valued at \$407 million (1990 US dollars). The NEU's own analysis, included in Exhibit B-4, showed that the contract could be expected to yield overall fuel savings to New England of about 28 percent compared to the least cost alternative. This was based on the assumption that no major new base-load generating units would be added to the New England system.

5.7 System Reliability

A witness for Hydro-Québec explained that because of the nature of Hydro-Québec's system, which is characterized by large generating units located long

d'électricité d'Hydro-Québec ne peut être interconnecté en synchronisme avec les réseaux avoisinants. Pour cette raison, les exportations aux réseaux avoisinants sont faites à partir de centrales isolées qui sont raccordées directement aux réseaux clients ou nécessitent l'utilisation de liens synchrones à courant continu qui permettent de surmonter le problème des interconnexions asynchrones. La capacité des liens à courant continu, qui totalise actuellement 2590 MW, atteindrait 3900 MW si l'on ajoute la capacité reliée à l'exportation proposée. Cependant, les études réalisées par les régions membres du North American Electric Reliability Council (NERC) ont limité à 2200 MW la quantité maximale de puissance qu'Hydro-Québec peut acheminer vers la région du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) au moyen des liens déjà mentionnés et que les réseaux avoisinants pourraient remplacer dans l'éventualité d'une panne générale du réseau d'Hydro-Québec.

Lorsque la demande a été déposée pour la première fois devant l'Office, Hydro-Québec et les New England Utilities s'étaient entendus sur un mode d'exploitation de l'interconnexion de 2000 MW à courant continu qui éliminerait la limite de 2200 MW susmentionnée. Ce mode, dit d'isolation dynamique, prévoyait la connexion de 2000 MW de LG 2 à une barre omnibus au poste Radisson qui pourrait être isolée automatiquement dans l'éventualité d'une panne générale du réseau d'Hydro-Québec et qui continuerait, durant ces moments-là, d'approvisionner sans interruption les New England Utilities par la ligne à courant continu.

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué que le mode d'isolation dynamique avait été remplacé par un autre mode d'isolation. Selon la nouvelle solution, des groupes générateurs de la centrale LG 2 seraient isolés du réseau d'Hydro-Québec et l'exportation serait acheminée directement vers Sandy Pond en Nouvelle-Angleterre.¹ Puisqu'au moyen de cette solution, l'exportation de 2000 MW se ferait en réseau isolé, Hydro-Québec pourrait utiliser la capacité totale de tous les liens à courant continu pour faire les exportations, soit 3900 MW.

Cette formule d'isolation serait la formule normale d'exploitation lorsque l'électricité serait exportée. Toutefois, après 1992 quand Hydro-Québec, en période de pointe, aurait besoin de la puissance de LG 2 pour répondre à la demande du Québec, tous les générateurs isolés de LG 2 seraient réintégrés au réseau d'Hydro-Québec. Cette opération nécessite-

distances from the principal load-centres, the system cannot be interconnected in synchronism with neighbouring systems. Because of this, exports to neighbouring systems are made from isolated generating units which are connected directly to the purchasing systems, or require the use of direct current asynchronous links which overcome the problems associated with synchronous interconnections. These direct current links now total 2590 MW, and with the additional capacity associated with the proposed export, this would be increased to 3900 MW. However, studies carried out by member regions of the North American Electric Reliability Council (NERC) have established a limit of 2200 MW as the maximum quantity of power that could be exported by Hydro-Québec over these links to the Northeast Power Coordinating Council (NPCC) region which could be replaced by neighbouring systems in the event of a system-wide outage of Hydro-Québec.

When the application was first placed before the Board, Hydro-Québec and NEU had agreed upon a scheme of operation of the 2000 MW direct current interconnection which would overcome the constraint of the 2200 MW limit referred to above. This scheme, called a dynamic isolation scheme, provided for the connection of 2000 MW of generating capacity at LG 2 to a bus at Radisson substation which could, if there was danger of a widespread outage of Hydro-Québec's transmission system, be isolated automatically, and during the outage would continue to supply the NEU over the direct current line without interruption.

A Hydro-Québec witness testified that this dynamic isolation scheme had now been replaced by another scheme. Under this new scheme, when the proposed export was being supplied, generators at LG 2 would be isolated from the Hydro-Québec system and would feed directly to Sandy Pond in New England¹. Because this scheme would effectively isolate 2000 MW of exports from the system, it would allow Hydro-Québec to make full use of its 3900 MW of direct current links with neighbouring systems to carry out exports.

This isolation scheme would be the normal scheme of operation when supplying the proposed export. However, after 1992, when Hydro-Québec, during its peak, would require the generating capacity at LG 2 to feed the Quebec load, the isolated generators at LG 2 would be reintegrated into the Hydro-Québec system. This reintegration operation would

1. Ce mode d'exploitation serait requis pendant environ 60 p. 100 du temps au taux de livraison mensuel maximal prévu en vertu du Contrat d'énergie garantie.

1. This would be required during approximately 60 percent of the time at the maximum monthly delivery rate provided for under the firm energy contract.

rait une interruption des livraisons aux New England Utilities d'une durée de deux à quatre heures. Dans ce mode d'exploitation, les livraisons à la Nouvelle-Angleterre se feraient à partir du réseau intégré d'Hydro-Québec et seraient limitées à environ 690 MW, par le poste Des Cantons.

Le même témoin a confirmé que ce mode d'isolation entraînera une plus grande fiabilité globale mais aussi une perte de flexibilité tant pour Hydro-Québec que pour les New England Utilities. Toutefois, il n'empêcherait pas Hydro-Québec de fournir toute l'énergie prévue aux termes de son Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities.

Un témoin des New England Utilities a confirmé que ce mécanisme permettrait de simplifier et de rendre plus fiables les opérations et serait par conséquent plus acceptable pour le NPCC. Grâce à ce mécanisme, il ne serait pas nécessaire d'installer du matériel auxiliaire coûtant environ 20 millions de dollars, pour protéger le réseau de la Nouvelle-Angleterre contre toute panne du système d'isolement dynamique.

Ces deux témoins ont décrit un programme de huit études, importantes réalisées non seulement par les membres canadiens et américains de NPCC, mais aussi par deux conseils du NERC avoisinants, soit le East Central Area Reliability Coordination Agreement et le Mid Atlantic Area Council. D'après le témoin d'Hydro-Québec, les résultats de ces études, qui devraient être achevées au début de 1988, n'entraîneraient pas des investissements importants en sus des investissements déjà connus. Le témoin des New England Utilities partageait cette opinion.

Le programme d'études réalisé jusqu'à maintenant a incité les New England Utilities à prendre la décision d'installer un compensateur statique VAR sur la ligne de transport de 345 kV qui relie Énergie Nouveau-Brunswick à NEPOOL.

Le témoin des New England Utilities a aussi déclaré que l'installation du compensateur VAR statique améliorerait le fonctionnement dynamique du réseau et réglerait le problème de rejet d'importation au poste convertisseur d'Eel River (Eel River run back).

necessitate an interruption of deliveries to the NEU during some two to four hours. After this operation took place, deliveries to New England would be limited to about 690 MW, via the Des Cantons substation.

The same witness confirmed that operation under this isolation scheme will result in greater overall reliability, but with a loss in flexibility for both Hydro-Québec and the NEU. It would not, however, impair Hydro-Québec's ability to deliver all the energy provided for under the firm energy contract to the NEU.

A witness from the NEU confirmed that this operating scheme would provide for simpler and more reliable operations and hence would be more acceptable to the NPCC. The witness stated that under this scheme there would be no need to install backup equipment, costing about \$20 million, otherwise needed to protect the New England system in the event of the failure of the dynamic isolation scheme.

Both these witnesses described a program of eight major studies involving not only the Canadian and U.S. members of NPCC, but also two adjoining NERC councils, East Central Area Reliability Coordination Agreement and the Mid Atlantic Area Council. The witness from Hydro-Québec was of the view that the studies, which are scheduled for completion in early 1988, would not develop results which would require significant investments in addition to those already known. This view was supported by the witness from the NEU.

The study program to date has led to a decision by the NEU to install a static VAR compensator in the 345 kV transmission line which links NB Power with NEPOOL.

The witness from the NEU also testified that the installation of the static VAR compensator would improve the dynamic system behaviour and take care of the Eel River Runback problem and that this

Il a ajouté que cette solution¹ a été acceptée par Énergie Nouveau-Brunswick. Cette déclaration a été confirmée dans une lettre en date du 19 novembre 1987 dans laquelle Énergie Nouveau-Brunswick expliquait à Hydro-Québec qu'elle retirait son intervention parce que ses problèmes techniques avaient été réglés de façon satisfaisante.

Hydro-Québec s'est opposée catégoriquement à ce que l'Office lui octroie une licence d'exportation assortie d'une modalité voulant qu'elle soit tenue de se conformer aux directives du NPCC ou que les services d'électricité canadiens interconnectés, qui peuvent être défavorablement affectés par l'exportation proposée, puissent demander réparation devant l'Office. Hydro-Québec a déclaré qu'elle s'était déjà engagée à prendre des décisions en collaboration avec NPCC et que l'imposition d'une telle condition compromettait l'équilibre au sein du NPCC et la mettrait en position désavantageuse par rapport à d'autres membres. Le témoin des New England Utilities estimait que l'imposition d'une telle modalité pourrait empêcher les New England Utilities d'obtenir un financement pour le projet et menacer la viabilité du projet. En dernier lieu, Hydro-Québec a soutenu que tout problème d'effet indésirable pour les services publics interconnectés pourrait être réglé en vertu de l'article 17 de la Loi qui permet à l'Office de changer ou de modifier les modalités d'une licence.

5.8 Effets environnementaux

D'après Hydro-Québec, l'exportation ne devrait avoir aucun effet direct sur l'environnement. Pour l'exportation, le demandeur a proposé de devancer la construction de certaines installations de production et de transport; cette construction aurait dû être quand même entreprise pour répondre aux besoins canadiens.

Le demandeur a ajouté qu'un certain pourcentage des coûts en capital des nouveaux projets est consacré à la protection de l'environnement. Ce pourcentage est de un pour cent pour les lignes de transport

1. Le Eel River Runback est un système de protection installé par Énergie Nouveau-Brunswick pour conserver son interconnexion de 700 MW avec NEPOOL dans l'éventualité d'une perturbation à la grandeur du réseau de NEPOOL (l'utilisation de ce système de protection entraîne une réduction de 200 MW des transferts d'énergie d'Hydro-Québec à Énergie Nouveau-Brunswick). Le problème réside dans le fait que ce système pourrait se mettre à fonctionner inopinément si une panne survenait dans l'interconnexion de 2000 MW en courant continu entre Hydro-Québec et les New England Utilities (une telle panne ne causerait pas de perturbations à la grandeur du réseau NEPOOL). L'installation du compensateur VAR statique empêcherait le système de protection de se mettre en marche inopinément.

solution¹ had been agreed to by NB Power. This was confirmed in a letter dated 19 November 1987 from NB Power to Hydro-Québec in which NB Power indicated that it was withdrawing its intervention because its technical concerns had been satisfactorily addressed.

Hydro-Québec strongly objected to suggestions that the Board condition the export licence so that Hydro-Québec would be required to comply with the directives of the NPCC, or so that interconnected Canadian utilities that might be adversely affected by the proposed export could seek redress before the Board. According to Hydro-Québec, it was already committed to the co-operative decision-making of the NPCC, and the imposition of such a condition would disrupt the equilibrium within the NPCC and would put Hydro-Québec at a disadvantage in dealing with other members. The witness from the NEU expressed his concern that a condition could affect the ability of the NEU to obtain project financing and could put the viability of the project at risk. Finally Hydro-Québec argued that if there were any adverse impacts on interconnected utilities, they could be dealt with under section 17 of the Act which allows the Board to change, alter or vary the conditions of an export licence.

5.8 Environmental Effects

Hydro-Québec stated that it did not foresee any environmental impacts resulting directly from the export. To effectuate the export, the Applicant proposed to advance the construction of certain generation and transmission facilities; however, the required facilities would have been built in any case for domestic use.

The Applicant further stated that a percentage of the capital costs of new projects is dedicated to environmental protection, that proportion being one percent for transmission lines and two percent for genera-

1. The Eel River Runback is a protection system installed by NB Power to maintain its 700 MW interconnection with NEPOOL in the event of a NEPOOL system-wide disturbance (operation of this protection system results in a 200 MW reduction in transfers of energy from Hydro-Québec to NB Power). The Eel River Runback problem is the unintended operation of this protection system that could occur as the result of an outage of the 2000 MW direct current interconnection between Hydro-Québec and the NEU (such an outage would not constitute a NEPOOL system-wide disturbance). Installation of the static VAR compensator would prevent the unintended operation of the protection system.

et de deux pour cent pour les installations de production. Hydro-Québec prévoyait que le dévancement des installations n'augmenterait pas vraiment l'impact environnemental. C'est pour cette raison qu'elle n'a pas prévu de coûts environnementaux supplémentaires pour l'exportation.

Le demandeur a signalé qu'il n'utilisera pas ses centrales thermiques pour produire de l'énergie à des fins d'exportation. De plus, la centrale nucléaire Gentilly 2 fonctionnera essentiellement comme une centrale de base et son fonctionnement ne sera pas affecté par l'exportation.

Il appert qu'Hydro-Québec utilise un programme d'optimisation dynamique pour gérer son réseau hydraulique de façon à maximiser ses revenus. Lorsqu'elle réalisera son projet d'exportation, Hydro-Québec prévoit utiliser son réseau de façon à respecter les critères environnementaux établis dans son programme actuel d'optimisation.

Le demandeur a aussi proposé de modifier certaines installations du poste Des Cantons, modifications qui se traduiront par le déplacement du point de départ de la ligne internationale de ±450 kV Des Cantons – NEPOOL. Le demandeur a déclaré qu'il présenterait de nouveaux plans, profils et livres de renvoi au sujet de ces modifications.

tion facilities. Hydro-Québec expected that the incremental environmental impacts resulting from the advancement of facilities would be negligible. For that reason, no additional environmental costs were attributed to the export.

The Applicant indicated that it would not operate its thermal stations to produce energy for the export. In addition, the Gentilly 2 nuclear station would operate essentially as a base-load unit and its operation would not be affected by the export.

The evidence was that Hydro-Québec uses a dynamic optimization program to manage its hydraulic system in order to maximize its revenues. It was intended, when making the proposed exports, to operate the system in a manner which would respect the environmental criteria used in the existing optimization program.

The Applicant also proposed to modify certain facilities at the Des Cantons substation, necessitating a relocation in the take-off point of the ±450 kV Des Cantons – NEPOOL international power line. The Applicant stated that it would file new plans, profiles and books of reference respecting these modifications.

Chapitre 6

Interventions

Chapter 6

Interventions

Onze organismes ont fait des interventions en ce qui concerne la demande, un brève résumé de chaque présentation suit:

6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo possède et exploite la centrale hydro-électrique de Churchill Falls qui est interconnectée au réseau d'Hydro-Québec de même qu'au réseau de NLH. La plus grande partie de l'électricité produite par la centrale est vendue à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme.

En réponse à l'offre que lui a faite Hydro-Québec relativement à l'exportation proposée, CFLCo a déclaré qu'elle n'était pas intéressée à l'énergie offerte en vertu des termes proposés aux New England Utilities dans le Contrat d'énergie garantie. CFLCo était représentée à l'audience et a appuyé l'intervention de NLH.

6.2 Manitoba Hydro

Manitoba Hydro a déclaré que le mécanisme d'offre constituait un moyen efficace de déterminer si l'exportation proposée était excédentaire. À son avis, la modification des conditions de l'offre n'était pas une question sur laquelle l'Office devait se prononcer. Manitoba Hydro a aussi déclaré que l'Office ne devrait pas se demander si des discussions significatives avaient eu lieu quant à l'approvisionnement éventuel en électricité, par Hydro-Québec, des services canadiens interconnectés. Finalement, elle estimait que la modalité qu'Ontario Hydro proposait d'ajouter à la licence pour régler les problèmes de fiabilité des réseaux n'était pas justifiée.

6.3 Maritime Electric Company, Limited

La Maritime Electric Company, Limited a décidé de retirer son intervention pendant l'audience. Maritime Electric a présenté une lettre de commentaires dans laquelle elle se disait favorable à la demande d'exportation d'Hydro-Québec et décrivait les principes qui, selon elle, doivent sous-tendre la réglementation des exportations. Elle s'y disait inquiète des restrictions dont pourraient faire l'objet

Eleven organizations submitted interventions regarding the application. Short summaries of each submission are given below.

6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo owns and operates the Churchill Falls hydro-electric generating station which is interconnected with the Hydro-Québec system as well as the NLH system. Most of the station's energy output is sold to Hydro-Québec under a long-term contract.

In response to an offer of the proposed export by Hydro-Québec, CFLCo stated that it was not interested in the energy offered on the same terms and conditions as proposed to the NEU under the firm energy contract. CFLCo was represented at the hearing and supported the intervention of NLH.

6.2 Manitoba Hydro

Manitoba Hydro stated that the offer mechanism was an effective means of determining whether the proposed export was surplus. In its view, modification of the terms and conditions of the offer was not an issue before the Board. Manitoba Hydro also stated that the Board should not concern itself with whether meaningful discussions had taken place on the possible supply of the electricity requirements of interconnected Canadian utilities by Hydro-Québec. Finally, it was Manitoba Hydro's view that the licence condition proposed by Ontario Hydro to address system reliability concerns was unwarranted.

6.3 Maritime Electric Company, Limited

The intervention of the Maritime Electric Company, Limited was withdrawn during the hearing. Maritime Electric submitted a letter of comment expressing its support for Hydro-Québec's export application as well as its view on the principles underlying export regulation and its concern regarding constraints on

les ventes interprovinciales à cause des préoccupations américaines en matière de fiabilité.

6.4 Newfoundland and Labrador Hydro

Dans son intervention, NLH a déclaré que l'Île de Terre-Neuve (l'Île) avait aménagé presque toutes les ressources énergétiques situées sur son territoire et risquait de dépendre de plus en plus de la production thermique pour répondre à ses besoins énergétiques.

NLH cherche à conclure une entente à long terme pour obtenir l'électricité d'Hydro-Québec et l'aménagement des ressources hydro-électriques du Labrador. Ainsi, CFLCo, au nom de NLH, a manifesté initialement de l'intérêt quant à l'offre d'Hydro-Québec relative à l'exportation proposée aux New England Utilities. NLH estimait cependant qu'aucune négociation significative ne s'était déroulée parce qu'Hydro-Québec ne s'était pas montrée disposée à modifier les termes de l'offre. Elle considérait donc qu'Hydro-Québec n'avait pas prouvé que l'exportation proposée était excédentaire et, par conséquent, recommandait que la demande soit rejetée à ce moment-ci.

La preuve soumise par NLH comprenait les prévisions des besoins de l'Île et du Labrador et des achats auprès d'Hydro-Québec pour répondre à ces besoins pendant la période couverte par la licence demandée.

6.5 Nova Scotia Power Corporation

Dans son intervention, la Nova Scotia Power Corporation s'est réservée le droit de contre-interroger le demandeur et de présenter une plaidoirie finale. La Corporation a été représentée à l'audience, mais elle n'y a pas participé.

6.6 Ontario Hydro

Ontario Hydro a appuyé la demande mais elle s'inquiétait du fait que l'exportation proposée pourrait affecter l'exploitation des réseaux avoisinants. En l'absence de preuve suffisante, Ontario Hydro a suggéré à l'Office d'assortir la licence d'une modalité accordant aux services voisins un délai pour étudier les conséquences techniques et économiques négatives de l'exportation proposée. Ontario Hydro a admis n'avoir aucune preuve que l'exportation proposée affecterait les services d'électricité voisins. Elle a toutefois expliqué qu'elle soulevait cette question pour le principe et parce que l'Office avait déjà dit, dans son Précis d'information relatif à l'audience, que cette question serait prise en considération.

interprovincial sales resulting from American reliability concerns.

6.4 Newfoundland and Labrador Hydro

In its intervention, NLH stated that the Island of Newfoundland (the Island) had essentially developed all of its indigenous energy resources and faced growing dependence on thermal generation to meet its future energy needs.

NLH sought a long-term arrangement for both the supply of electricity from Hydro-Québec to meet its own requirements and the development of the hydroelectric resources in Labrador. For this reason CFLCo, on behalf of NLH, initially indicated a serious interest in the offer by Hydro-Québec of the proposed export to the NEU. However, it was NLH's position that no meaningful negotiations had taken place because Hydro-Québec had been unwilling to be flexible in amending the terms of the offer. Hydro-Québec therefore had not demonstrated that the proposed export was surplus and, for this reason, NLH requested that the application be denied at this time.

NLH's evidence included forecasts of the loads of the Island and of Labrador and of the purchases from Hydro-Québec needed to serve these loads throughout the requested licence period.

6.5 Nova Scotia Power Corporation

In its intervention, the Nova Scotia Power Corporation reserved the right to cross-examine the Applicant and to present final argument. The Corporation was represented at the hearing but did not participate.

6.6 Ontario Hydro

Ontario Hydro supported the application, but was concerned with the possible adverse effects of the proposed export on the operations of neighbouring systems. Because evidence on system operations was incomplete, Ontario Hydro suggested that the Board should condition the licence to allow a period of time during which neighbouring utilities could consider the adverse technical and economic effects of the proposed export. Ontario Hydro acknowledged that it had no evidence that there would be adverse effects on the neighbouring utilities but it was raising this issue on principle and because the Board had already stated in its Backgrounder to the hearing that this issue would be considered.

6.7 Procureur général de Terre-Neuve

Le procureur général de Terre-Neuve, par l'intermédiaire de son représentant à l'audience, a appuyé la position et la plaidoirie de NLH.

6.8 Ministre de l'Énergie de l'Ontario

Dans son intervention, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a répété que le mécanisme de première offre de l'Office était, selon lui, nécessaire pour assurer la protection des intérêts canadiens. Le Ministre n'a pas produit de preuve lors de l'audience.

6.9 Procureur général du Québec

Dans son intervention, le procureur général a déclaré que le Québec était en faveur des exportations d'électricité jugées profitables pour son économie. L'approbation de la demande d'Hydro-Québec profiterait, selon lui, tant au Québec qu'au Canada. Il a déclaré qu'Hydro-Québec s'était conformée aux exigences de l'Office en démontrant que l'énergie à exporter était excédentaire aux besoins des Canadiens et que le prix exigé était juste et raisonnable.

Pour ce qui est de la modalité suggérée par Ontario Hydro, le procureur général estime qu'elle ne doit pas être imposée parce qu'elle est superflue et qu'elle nuirait au financement du projet.

6.10 Grand conseil des Cris (du Québec) et les bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi et Wemindji

Dans leur intervention, le Grand conseil des Cris et les autres bandes cries du Québec se sont réservé le droit de s'opposer, en tout ou en partie, à la demande. Ils ont, par ailleurs, fait part de leur intention de participer à toute audience future portant sur la demande d'exportation d'Hydro-Québec.

Le Grand conseil a décrit ses inquiétudes face aux vastes projets de mise en valeur des ressources naturelles dans son territoire, lesquels pourraient affecter le milieu naturel et le mode de vie des Cris.

Le Conseil a terminé en demandant à l'Office de tenir compte de sa position à l'égard du développement hydro-électrique et de la question des droits aborigènes chaque fois qu'il délibère sur toute demande de mise en valeur des ressources hydro-électriques du Québec.

6.7 Attorney General of Newfoundland

The Attorney General of Newfoundland was represented at the hearing and supported NLH's position and arguments.

6.8 Minister of Energy for Ontario

In his intervention, the Minister of Energy for Ontario re-affirmed his view that the Board's existing first-offer requirement was necessary to ensure the protection of Canadian interests. The Minister did not present any evidence at the hearing.

6.9 Attorney General of Quebec

In his intervention, the Attorney General stated that Quebec was in favour of electricity exports which it deemed profitable for its economy, and further, that approval of Hydro-Québec's application would be beneficial to both Quebec and Canada. He stated that Hydro-Québec had complied with Board requirements by showing that the energy to be exported was surplus to Canadian needs and that the price to be charged was just and reasonable.

It was also the Attorney General's view that the licence condition suggested by Ontario Hydro should not be imposed because such a condition was unnecessary and would have a detrimental effect on the project financing.

6.10 Grand Council of the Crees (of Quebec) and the Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi and Wemindji Bands

In its intervention, the Grand Council of the Crees and the other Cree Bands of Quebec reserved its right to oppose the application, in whole or in part, and further stated its intention to participate at any future hearing involving Hydro-Québec's export application.

The Grand Council outlined its concerns respecting large-scale resource development in its territory, indicating that such development could have adverse effects on the natural environment and on the Cree way of life.

In conclusion, the Council requested that the Board note its position on hydro-electric development and further, that the Board consider the question of aboriginal rights in its deliberations on any applications for hydro-electric development in Québec.

6.11 New England Power Pool

NEPOOL a déclaré qu'il intervenait pour faire connaître ses préoccupations face à un éventuel report de la date de mise en oeuvre du projet Phase II d'Hydro-Québec dans l'éventualité où la licence serait assortie de modalités concernant la fiabilité des réseaux. Selon NEPOOL, ces modalités étaient superflues étant donné que le NPCC est résolu à trouver des solutions flexibles et efficaces à des problèmes communs et qu'il a déjà prouvé qu'il pouvait le faire. NEPOOL a ajouté que l'imposition de telles modalités retarderait presque certainement le financement de la partie américaine de l'interconnexion et pourrait menacer la viabilité du projet.

6.11 New England Power Pool

NEPOOL stated that the purpose of its intervention was to register its concern over the potential for further delays in the scheduled in-service date of the Hydro-Québec Phase II project arising from the possible imposition of licence conditions concerning system reliability. It was NEPOOL's view that such conditions were unnecessary because of the NPCC's proven ability, and the resolve of its members, to work out flexible and effective solutions to problems of mutual concern. NEPOOL added that the imposition of such conditions would almost certainly delay financing of the US portion of the interconnection and could put the viability of the project at risk.

Chapitre 7

Décision

Chapter 7

Disposition

L'Office a soigneusement examiné toute la preuve et les témoignages présentés et a tiré les conclusions suivantes.

Demande d'exportation (partie a) de la demande)

L'article 83 de la Loi exige qu'à l'étude d'une demande de licence d'exportation, l'Office tienne compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes. Sans restreindre la généralité de ce qui précède, l'Office doit s'assurer que l'électricité à exporter est excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé par le demandeur est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

7.1 Excédent

7.1.1 Offres aux services canadiens

Pour s'assurer que l'énergie proposée à l'exportation est excédentaire aux besoins des Canadiens, l'Office a recours au mécanisme d'offre. Seules CFLCo qui agissait pour le compte de NLH et Énergie Nouveau-Brunswick ont manifesté un intérêt pour l'offre d'Hydro-Québec. Énergie Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec ont négocié une entente en vue de signer un nouveau Contrat d'énergie garantie incorporant des modalités mutuellement acceptables. Par la suite, Énergie Nouveau-Brunswick a refusé l'offre et appuyé la demande d'Hydro-Québec. Seule CFLCo, qui agissait pour le compte de NLH, s'est opposée à l'exportation proposée en soutenant qu'elle n'était pas excédentaire aux besoins des Canadiens puisque les besoins de l'Île ne seraient pas comblés pendant la période visée par l'exportation proposée et qu'une partie des exportations pourrait remplacer la production thermique d'énergie sur l'Île..

Par le passé, l'Office s'est servi du mécanisme d'offre pour s'assurer que les besoins raisonnablement prévisibles au Canada avaient été pris en considération et pour donner aux services d'électricité la possibilité d'acheter la puissance et l'énergie qui seraient autrement exportées. Antérieurement, bien que la

The Board has given careful consideration to all the evidence and submissions presented and has reached the following conclusions.

Application for Export (Part (a) of the application)

Section 83 of the Act requires the Board, in examining an application for an export licence, to have regard to all considerations that appear to it to be relevant. Without limiting the generality of the foregoing, the Board is required to satisfy itself that the power to be exported is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged by the Applicant is just and reasonable in relation to the public interest.

7.1 Surplus

7.1.1 Offers to Canadian Utilities

In determining whether a proposed export is surplus to Canadian requirements the Board relies on the offer mechanism. Only CFLCo, on behalf of NLH, and NB Power expressed an interest in Hydro-Québec's offer of the proposed export. NB Power and Hydro-Québec agreed to enter into a firm energy contract incorporating mutually agreeable terms and conditions. As a result, NB Power declined the offer and supported Hydro-Québec's application. Only CFLCo, on behalf of NLH, objected to the proposed export contending that it was not surplus to Canadian requirements because the Island did have unsatisfied needs during the period of the proposed export and in any event some of the exports could be used to displace thermal generation on the Island.

The Board has previously used offers to adjacent utilities as a mechanism to ensure that due allowance has been made for reasonably foreseeable Canadian requirements and to give such utilities the opportunity to purchase the power and energy which would otherwise be exported. In previous cases the evi-

preuve de l'excédent établie par le mécanisme d'offre fut insuffisante, l'Office a admis qu'une partie de la charge de NLH pouvait, en temps opportun, constituer un besoin raisonnablement prévisible au Canada qu'Hydro-Québec aurait pu satisfaire pendant la durée de l'exportation proposée. Dans le cas présent, l'exportation proposée a été offerte à CFLCo qui, au nom de NLH, a déclaré qu'elle ne désirait pas acheter l'énergie offerte selon les termes du Contrat d'énergie garantie. Elle a déposé en preuve des documents indiquant qu'elle avait besoin, entre autres, d'un calendrier de livraison, de quantités annuelles et de prix très différents de ceux prévus dans le contrat d'exportation.

L'Office constate qu'il n'existe aucune interconnexion entre le Labrador et l'Île, qu'aucun engagement n'a été pris d'en construire une et que les conditions qui rendraient cette interconnexion économiquement réalisable n'ont pas été tracées. La preuve soumise indiquait que le coût en capital d'une telle interconnexion serait de 1,7 milliard de dollars (dollars de 1991), ce qui équivaut à environ 40 mills par kW.h en supposant que l'interconnexion permettrait de transporter quelques 6000 GW.h chaque année et que le coût serait amorti sur une période de 20 à 30 ans. La preuve déposée indiquait aussi qu'une telle interconnexion ne serait pas économiquement réalisable si Hydro-Québec fournissait de l'énergie à l'Île seulement pendant la période visée par son projet d'exportation.

C'est pour ces motifs que l'Office n'est pas persuadé qu'il doit prendre en considération la charge de NLH dans son étude des excédents avant d'autoriser l'exportation proposée. Il considère en outre qu'il serait peu raisonnable de continuer de retarder l'exportation proposée seulement pour que NLH ait plus de temps pour examiner comment les termes du Contrat d'énergie garantie pourraient être modifiées de façon à répondre à ses besoins quand ceux-ci ne peuvent manifestement pas être satisfaits en vertu de termes comparables à ceux prévus dans ledit contrat d'exportation. L'Office n'a donc pas tenu compte des besoins de NLH dans les besoins raisonnablement prévisibles au Canada auxquels Hydro-Québec doit satisfaire avant d'effectuer l'exportation proposée.

Dans son intervention, NLH a aussi suggéré que l'Office détermine, avant d'approuver la demande, si des "discussions significatives" ont eu lieu entre Hydro-Québec et les services canadiens connus comme ayant des besoins prévisibles de puissance et d'énergie auxquels le demandeur pourrait répondre grâce à ses excédents.

dence as to surplus provided by the offer mechanism was lacking but the Board recognized that a portion of the NLH load might in time constitute a reasonably foreseeable Canadian requirement which could be supplied by Hydro-Québec regardless of the proposed export. In this case an offer of the proposed export has been made to CFLCo, and CFLCo, on behalf of NLH, has stated that it did not wish to purchase the energy offered to it on the terms and conditions provided for under the firm energy contract. NLH tendered evidence which showed that its requirements involved, *inter alia*, a delivery schedule, annual quantities and energy prices which differed significantly from those provided for in the export contract.

The Board notes that there is no interconnection in place between Labrador and the Island, nor is one committed to be constructed, nor have the conditions been outlined which are needed to make this interconnection economically feasible. The evidence was that the capital cost of such an interconnection would be \$1.7 billion in 1991 dollars, equivalent to about 40 mills per kW.h assuming the interconnection was carrying some 6000 GW.h annually and amortizing the cost over a period of 20 to 30 years. The evidence also indicated that such an interconnection would not be economically feasible if Hydro-Québec energy was available to the Island only during the period of the proposed export.

For these reasons the Board is not persuaded that, in its consideration of surplus, the NLH load is one for which allowance should be made before authorizing the proposed export. In addition, the Board considers that it would be unreasonable to continue to hold up the proposed export simply to provide more time for NLH to examine how the terms and conditions of the firm energy contract might be modified to meet its requirements when it is clear that those requirements could not be met under terms and conditions comparable to those embodied in that contract. The Board, therefore, has not included the NLH load as a reasonably foreseeable requirement for use in Canada which should be met by Hydro-Québec prior to supplying of the proposed export.

In its intervention, NLH also suggested that the Board should determine that "meaningful discussions" had taken place between Hydro-Québec and those Canadian utilities identified as having foreseeable requirements for power and energy, which could be supplied by the Applicant from its surplus, before the Board approved the application.

L'Office reconnaît qu'Hydro Québec s'est dite disposée à discuter de la façon dont elle pourrait répondre aux futurs besoins d'électricité de NLH et qu'elle l'a fait dans un contexte sans rapport avec le Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities, mais il croit qu'il serait extrêmement difficile de déterminer si des discussions significatives ont eu lieu entre un service exportateur canadien et un autre service canadien interconnecté. Une intervention de l'Office pourrait nuire à la position de négociation de l'une ou des deux parties et compromettre une exportation susceptible d'être bénéfique pour le Canada. L'Office considère que son rôle est de veiller à ce que tous les services canadiens interconnectés, qui peuvent avoir des besoins raisonnablement prévisibles d'utilisation de l'électricité proposée à l'exportation, puissent acheter cette électricité selon des modalités et à un prix comparables aux conditions offertes au client américain. L'Office est d'avis que le mécanisme d'offre demeure, pour lui, un bon moyen de mener à bien cette responsabilité.

7.1.2 Énergie excédentaire disponible

L'Office constate que les chiffres sur l'énergie excédentaire soumis par Hydro-Québec (annexe IV) découlent de son plan de développement qui suppose une hydraulique moyenne, des conditions normales d'exploitation et un taux de croissance moyenne de 2,7 p. 100 par année. Il note aussi que, vers le milieu des années 1990, l'énergie excédentaire produite par les équipements installés dans le passé pour satisfaire à la charge de la province de Québec, sera épuisée. Par conséquent, l'énergie nécessaire à la réalisation de l'exportation proposée proviendra d'installations de production dont les dates de mise en service auront été devancées par rapport aux dates où elles devraient autrement commencer à fonctionner pour répondre à la charge future de la province.

7.1.3 Exportations en vertu du Contrat d'énergie garantie

Hydro-Québec a demandé une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 70 TW.h d'énergie garantie sur une période pouvant aller jusqu'à 14 ans commençant en 1990, dans le cadre d'un Contrat d'énergie garantie conclu avec les New England Utilities. La quantité annuelle maximale d'énergie qui pourrait être livrée en vertu de la licence demandée serait de 9 TW.h. Comme l'indique l'annexe IV, après avoir répondu à ses propres besoins et à tous les autres engagements fermes, dont les engagements récents envers Énergie Nouveau-Brunswick, Hydro-Québec possède suffisamment d'énergie excédentaire pour livrer

While the Board notes that the Applicant has stated its willingness to discuss how NLH's future electricity requirements could be met by Hydro-Québec, albeit in the context of an agreement unrelated to the firm energy contract with the NEU, the Board believes that it would be impractical to attempt to discern whether meaningful discussions have taken place between a Canadian exporting utility and another interconnected Canadian utility. Intervention by the Board could compromise the negotiating positions of one or both of the parties and could put at risk an export which might be beneficial to Canada. The Board believes that its role is to ensure that all interconnected Canadian utilities which can be considered as having reasonably foreseeable requirements for the electricity proposed to be exported have been given an opportunity to purchase that electricity on terms and conditions, including price, comparable to those offered the American customer. It is the Board's view that the use of the offer mechanism continues to be an effective means for the Board to carry out this responsibility.

7.1.2 Available Excess Energy

The Board notes that the excess energy figures submitted by Hydro-Québec, which are shown in Appendix IV, are those levels resulting from its development plan under average hydraulic conditions, normal system operations and a 2.7 percent average annual growth rate. The Board also notes that by the mid-1990s excess energy generated by facilities installed in the past to meet the in-province load will have been depleted, and consequently, energy to meet the proposed export will be derived from generating facilities whose in-service dates will have been advanced from the dates on which they otherwise would have been required to supply future in-province load.

7.1.3 Exports Under the Firm Energy Contract

Hydro-Québec has requested a licence to export up to 70 TW.h of firm energy over a period of up to 14 years commencing in 1990 under a firm energy contract with the NEU. The maximum annual quantity of energy that could be delivered under the requested licence would be 9 TW.h. Appendix IV shows that after meeting in-province loads plus all other firm commitments including the recent commitment for the supply of energy to NB Power, Hydro-Québec has sufficient excess energy to deliver up to 9 TW.h per year during any year up to the year 1996, and up to 7 TW.h per year during any year to

jusqu'à 9 TW.h par année jusqu'en 1996 et jusqu'à 7 TW.h par année jusqu'en 1999. En outre, il appert qu'Hydro-Québec pourrait modifier légèrement son programme de gestion des réservoirs pour livrer les quantités programmées, entre les années 1996 et 2000, qui pourraient dépasser les objectifs annuels indiqués à l'annexe IV.

L'annexe IV montre aussi qu'Hydro-Québec prévoit livrer la quantité totale de 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities d'ici l'an 2000. Si cela ne se réalise pas, elle pourrait être tenue de livrer le reste pendant les années de prolongation du contrat, soit entre les années 2000 et 2004. Puisque l'annexe IV indique qu'aucune énergie excédentaire n'est disponible pendant cette période, Hydro-Québec devrait peut-être modifier légèrement ses plans de développement pour fournir l'énergie requise. Par conséquent, l'Office exigerait au moyen d'une modalité rattachée à la licence délivrée le 22 janvier 1988, qu'Hydro-Québec fasse approuver, avant le 1^{er} septembre 1999, son plan de livraison du solde de la quantité d'énergie à livrer pendant la période de prolongation conformément au contrat.

Compte tenu des offres qui, dans le présent cas, ont été faites et n'ont pas été acceptées et sous réserve de la modalité de la licence susmentionnée, l'Office est persuadé que l'énergie garantie à exporter aux New England Utilities est excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada.

7.2 Prix à l'exportation

Pour évaluer le bien-fondé d'un prix à l'exportation, l'Office a établi trois critères: le prix doit permettre de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada, il ne doit pas être inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent et il ne doit pas être sensiblement inférieur au coût d'opportunité sur les marchés proposés.

7.2.1 Coûts applicables au Canada

Dans son calcul des revenus, Hydro-Québec a supposé que les prix des combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre sont inférieurs aux prix prévus par Data Resources Inc. À cet égard, l'Office constate que les revenus bruts et les bénéfices privés nets qui découlent des hypothèses de prix de Data Resources Inc. sont beaucoup plus élevés que ceux fondés sur les hypothèses d'Hydro-Québec. Conscient du risque d'erreur que comportent les prévisions à long terme des prix internationaux en matière d'énergie, l'Office juge peu probable que les revenus soient inférieurs aux revenus évalués par le demandeur et beaucoup plus probable qu'ils leur soient, en fait, supérieurs.

the year 1999. In addition, it is apparent that Hydro-Québec could make minor adjustments to its reservoir management program to meet the scheduled deliveries between the years 1996 and 2000 which could exceed the annual targeted quantities shown in Appendix IV.

Appendix IV also shows that Hydro-Québec plans to deliver the total 70 TW.h of firm energy to the NEU by the year 2000. In the event that this does not occur, Hydro-Québec could be required to deliver any outstanding balance during the extension years of the contract, between 2000 and 2004. Since Appendix IV indicates that no excess energy is present during this period, a minor adjustment to Hydro-Québec's development plans might be needed to provide the required energy in this eventuality. Accordingly, the Board would require, as a condition of the licence issued on 22 January 1988, that Hydro-Québec be required to submit for approval, prior to 1 September 1999, its plans for fulfilling any outstanding contractual commitments during the extension period.

Considering that, in this case, offers have been made and have not been accepted, and subject to the licence condition described above, the Board is satisfied that the proposed export of firm energy to the NEU will be surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements.

7.2 Export Price

In assessing the suitability of an export price, the Board has developed three tests: the price should recover the applicable costs incurred in Canada, the price should not be less than the price for equivalent service to Canadian customers, and the price should not be materially less than the least cost alternative in the proposed market area.

7.2.1 Applicable Costs in Canada

In its calculation of revenues, Hydro-Québec adopted assumptions for fossil fuel prices in New England which are lower than those estimated by DRI. In this regard the Board notes that the gross revenues and net private benefits based on the fuel price assumptions of DRI are significantly higher than the same results based on Hydro-Québec's assumptions. The Board recognizes the risks implicit in long-term forecasts of international energy prices but concludes that it is unlikely that revenues will be any less and more likely that revenues will be greater than those estimated by the Applicant.

L'Office note qu'Hydro-Québec ne lui a pas remis de preuve indiquant les coûts détaillés de construction des installations individuelles, mais qu'elle a présenté plutôt des coûts globaux. L'Office n'a pu ainsi étudier en détail l'analyse effectuée par le demandeur, mais l'évaluation qu'il a faite de la preuve fournie par le demandeur sur le calcul des coûts de devancement annuels lui a permis de conclure que les estimations des coûts de devancement sont raisonnables.

L'Office n'a pu non plus obtenir toutes les hypothèses détaillées utilisées par Hydro-Québec pour calculer le coût d'opportunité. Toutefois, l'examen du coût d'opportunité qu'il a effectué, fondé sur l'explication des hypothèses générales fournies par le demandeur, et l'absence de toute preuve à l'effet du contraire, l'ont incité à conclure que les estimations fournies sont raisonnables.

Au chapitre de l'analyse des coûts-avantages sociaux, l'Office n'est pas d'accord avec le taux social d'actualisation de base de 6 p. 100 choisi par le demandeur. Un coût de 8 p. 100 lui semble plus indiqué. Il constate cependant que les bénéfices nets réalisés au Canada ont été analysés selon les deux taux. En outre, l'Office n'est pas persuadé que les problèmes théoriques et empiriques relatifs à la valeur sociale des devises étrangères ont été résolus au point de rendre nécessairement justifié l'ajustement des gains de change effectué pour refléter la prime sociale.

Pour ce qui est de l'incidence sur les autres services canadiens, l'Office constate que seule Ontario Hydro a soulevé la question lors de l'audience. En fait, Énergie Nouveau-Brunswick, qui avait abordé la question lors de l'audience tenue en mars 1987, a déclaré plus tard, dans une lettre datée du 19 novembre 1987 adressée à Hydro-Québec, que ses problèmes techniques étaient résolus de façon satisfaisante. Ontario Hydro a noté que, même si elle n'avait pas d'information pour réfuter les données fournies par le demandeur sur les coûts pour les tiers et même si le fait d'avoir modifié le mode d'exploitation¹ avait réduit les possibilités d'incidence, elle considérait que la preuve soumise était incomplète. Ce service a aussi fait valoir que certaines études sur la fiabilité des réseaux n'étaient pas terminées et que, par conséquent, elles n'avaient pas été prises en considération par les services avoisinants. L'Office a répondu ailleurs dans le présent chapitre (section 7.3) à la demande d'Ontario Hydro voulant que la licence accordée soit assortie de moda-

The Board notes that Hydro-Québec did not supply details of individual plant construction costs as evidence, relying instead on aggregated results. While this places the Board in the position of not being able to assess in detail the Applicant's analysis, an evaluation by the Board of the evidence on the derivation of the annual advancement costs provided by the Applicant leads the Board to conclude that Hydro-Québec's advancement cost estimates are reasonable.

Similarly, the Board was unable to obtain all the detailed assumptions used by Hydro-Québec to calculate the opportunity cost. However, the Board's own examination of the opportunity cost, based on the explanation of the general assumptions provided by the Applicant and on the absence of any evidence to the contrary, leads the Board to conclude that Hydro-Québec's estimate is reasonable.

With regard to the social cost-benefit analysis the Board does not agree with the Applicant's choice of a base case social discount rate of six percent. The Board is of the view that eight percent is more appropriate for the base case social discount rate. The Board notes, however, that the net benefits to Canada were analyzed at both rates. Furthermore, the Board is not convinced that the theoretical and empirical problems associated with the social value of foreign exchange have been resolved to the extent that adjusting foreign exchange earnings to reflect a social premium is necessarily justified.

On the subject of impacts on other Canadian utilities, the Board notes that only Ontario Hydro expressed any concerns at the hearing. In fact, NB Power, which had raised the issue during the March 1987 hearing, expressed its belief in a letter to Hydro-Québec dated 19 November 1987 that their technical concerns were satisfactorily resolved. Ontario Hydro noted that while it had no information to contradict the Applicant's statements on third party costs and while the change in the operating scheme¹ reduced the likelihood of impacts, the evidence was not complete. That utility also noted that there are studies on system reliability that have not been completed and, consequently, have not been considered by neighbouring utilities. The Board has addressed Ontario Hydro's request for licence conditions elsewhere in this report (as discussed in section 7.3) and here only notes that if adverse impacts on interconnected Canadian utilities occurred they would represent an additional social cost of the contract with the NEU. The Board believes, however, that any reduc-

1. Voir la discussion à la section 5.7

1. See the discussion in section 5.7.

lités. Il se bornera donc ici à noter que, si l'exportation devait affecter les services canadiens interconnectés, ces incidences ne représenteraient qu'un autre coût social du contrat avec les New England Utilities. Toutefois, l'Office croit que, si conséquences néfastes il y a, la réduction des bénéfices ne serait que minimale.

L'Office constate aussi que l'analyse des bénéfices découlant du contrat indique des bénéfices nets de 122 millions de dollars actualisés à un taux de 8 p. 100 en 1990 en ne tenant pas compte du crédit sur l'opération de change étranger. L'Office note aussi qu'en vertu de la majorité des analyses de sensibilité, les bénéfices sociaux nets sont positifs et devraient le demeurer, même si le coût total de construction et de démantèlement d'une éventuelle traversée aérienne temporaire du fleuve Saint-Laurent était imputable à l'exportation proposée.

En plus des bénéfices directs qui découlent des revenus de l'exportation proposée, Hydro-Québec a mentionné que des bénéfices pourraient résulter des futures transactions grâce à l'accroissement de la capacité de l'interconnexion. Cette allégation est peut-être fondée, mais les bénéfices en question n'ont pas été quantifiés par le demandeur et l'Office ne croit pas qu'il faille y accorder trop de poids dans le cadre de la présente demande. L'Office reconnaît néanmoins que le Contrat d'énergie garantie entre Hydro-Québec et le New England Utilities devrait rapporter des bénéfices indirects.

L'Office est persuadé que le prix à l'exportation permettra le recouvrement d'une bonne proportion des coûts engagés au Canada.

7.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens

La preuve indique qu'Hydro-Québec a offert l'énergie garantie proposée à l'exportation à tous les services canadiens directement interconnectés, mais que ceux-ci ont refusé l'offre. L'Office note que les offres ont été faites exactement aux mêmes termes que ceux prévus dans le contrat d'exportation, à l'exception du prix qui devait être rajusté pour tenir compte du coût des installations nécessaires pour livrer l'énergie à la frontière entre le Québec et les provinces canadiennes adjacentes.

Dans sa décision de mai 1987, l'Office a déclaré que, pour que le sous-alinéa 6(2)z(ii) du Règlement revête quelque sens que ce soit, le service équivalent doit être interprété non pas comme voulant dire un service égal ou identique, mais plutôt que les deux services doivent être considérés comme étant de qualité comparable ou correspondante du point de vue physique et technique et qu'il ne doit pas y avoir de

tion in the net benefits due to these possible adverse impacts would be minimal.

The Board notes that the analysis of contract benefits shows net benefits of \$122 million discounted at eight percent to 1990 when the foreign exchange credit is removed. The Board also notes that under the majority of the sensitivities the net social benefits are positive and would remain so, even if the total construction and dismantling cost of a possible temporary line over the St. Lawrence River was attributable to the proposed export.

In addition to the direct benefits resulting from the proposed export revenues, Hydro-Québec alluded to benefits which would come from future transactions over the expanded interconnection. While this may be true, those benefits were not quantified by the Applicant and the Board does not believe that such intangible benefits should be given a great deal of weight in the context of this application. Nonetheless, the Board believes that those benefits, which result indirectly from the firm energy contract between Hydro-Québec and the NEU, should be acknowledged.

The Board is satisfied that the export price will recover its appropriate share of the costs incurred in Canada.

7.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians

The evidence shows that Hydro-Québec offered the proposed firm energy export to all directly interconnected Canadian utilities, none of whom ultimately accepted the offer. However, the Board notes that the offers were made on exactly the same terms and conditions as provided for under the export contract except that the price was to be adjusted, if necessary, to reflect the cost of facilities needed to deliver the energy to the border between Quebec and the adjacent Canadian provinces.

In the May 1987 decision, the Board stated that in order for subparagraph 6(2)z(ii) of the Regulations to have any sense, equivalent service must be read not as equal or identical service but as comparable or corresponding service — that is the two services being looked at must be of a comparable or corresponding quality from a physical and a technical point of view, and there must be no significant difference

différences importantes entre les coûts nets de l'exportateur éventuel compte tenu des différences de coûts pour fournir les deux services. L'Office demeure de cet avis et continue d'être en désaccord avec la position d'Hydro-Québec selon laquelle l'offre doit être faite exactement aux mêmes termes que ceux prévus dans le contrat d'exportation.

Bien que NLH ait manifesté de l'intérêt à discuter avec Hydro-Québec des façons de modifier les termes du Contrat d'énergie garantie afin de répondre aux besoins futurs en électricité de Terre-Neuve, aucun n'a démontré un intérêt immédiat pour l'énergie garantie offerte aux termes prévus dans le contrat d'exportation (Énergie Nouveau-Brunswick a manifesté un intérêt initial mais elle est revenue sur sa décision).

D'après la preuve soumise, NLH avait besoin d'un contrat dont les modalités portaient, entre autres, sur des prix, des périodes de livraison et des quantités annuelles très éloignés des modalités prévues dans le contrat d'exportation. La preuve déposée suggère également que le prix que NLH serait prête à payer pour acheter de l'énergie à Hydro-Québec serait différent du prix à l'exportation étant donné que NLH devrait engager des coûts supplémentaires pour la construction d'une interconnexion entre le Labrador et l'Île. Pour ces raisons, l'Office est d'avis que les besoins en électricité de NLH ne satisfont pas au critère susmentionné de service équivalent, c'est-à-dire que les besoins en électricité de NLH ne sont pas comparables aux services fournis dans le cadre de l'exportation proposée.

Par ailleurs, l'Office estime aussi que, si un service canadien interconnecté avait déclaré avoir besoin d'une partie ou de la totalité de l'énergie proposée à l'exportation, selon des modalités semblables ou comparables, mais pas identiques aux modalités du contrat d'exportation, ce besoin aurait constitué un service équivalent. Dans un tel cas, il aurait fallu prouver que le besoin avait été satisfait.

Comme dans le présent cas, des offres ont été faites et rejetées, l'Office est persuadé que le prix à l'exportation ne sera pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent.

7.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur

Bien que l'énergie achetée par les New England Utilities remplacera vraisemblablement l'utilisation de combustibles fossiles, l'Office constate que, comme solution de recharge, les New England Utilities auraient, comme le font habituellement les services d'électricité, construit de nouvelles installations dans le but de remplacer les combustibles

in net cost to the would-be exporter taking into account differences in costs of providing the two services. The Board continues to hold this view and continues to disagree with Hydro-Québec's position that the offer must be on exactly the same terms and conditions as provided for under the export contract.

While NLH did express an interest in pursuing discussions with Hydro-Québec on ways in which the terms of the firm energy contract could be modified to meet Newfoundland's future electricity requirements, there was no direct interest in the offer of the firm energy on similar terms and conditions as in the export contract (except for the initial interest of NB Power, which was later withdrawn).

The evidence shows that NLH's requirement was for a contract in which the terms and conditions covering, *inter alia*, energy prices, delivery periods, annual quantities, would be substantially different than the terms and conditions provided for under the export contract. The evidence also suggests that the price that NLH would be prepared to pay for energy purchased from Hydro-Québec would be different than the export price considering the additional cost that would have to be borne by NLH to construct an interconnection between Labrador and the Island. For these reasons, it is the Board's view that NLH's electricity requirements do not meet the equivalent service criterion described above, that is, that NLH's electricity requirements are not comparable to the proposed export service.

On the other hand, it is also the Board's view that had an interconnected Canadian utility indicated a requirement for all or part of the energy proposed to be exported, under similar or comparable, although not identical, terms and conditions as provided for under the export contract, then such a requirement would have constituted an equivalent service, and evidence would have been needed to demonstrate that that requirement had been met.

Considering that, in this case, offers were made and were not accepted, the Board is satisfied that the export price will not be less than the price for equivalent service to Canadians.

7.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative

While the energy being purchased by the NEU is likely to be largely used to displace fossil fuels, the Board notes that as an alternative, the NEU, following accepted utility practice, would have built new

coûteux par des sources énergétiques moins coûteuses.

L'Office note aussi que, dans les clauses de tarification du Contrat d'énergie garantie, Hydro-Québec fonde son prix sur les coûts indexés des combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre de façon à suivre les fluctuations de ces coûts.

L'achat d'énergie garantie représente une quantité substantielle de puissance pour les New England Utilities. Cela peut sembler apporter un avantage supplémentaire considérable à l'acheteur. L'Office note cependant qu'en choisissant l'option exigeant l'établissement d'une interconnexion plus puissante, les New England Utilities renoncent à la possibilité de construire leurs propres centrales et investissent à la place dans une interconnexion qui, à la longue, procurera des bénéfices supplémentaires à Hydro-Québec.

En fin de compte, l'Office est convaincu que le prix à l'exportation négocié dans ce contrat ne sera pas sensiblement inférieur à celui de l'autre source la plus économique d'alimentation sur les marchés.

7.3 Fiabilité du réseau et modalités rattachées à la licence

L'Office note que le choix d'un mode d'isolation, dans lequel les groupes générateurs alimentant la Nouvelle-Angleterre sont normalement isolés du réseau d'Hydro-Québec, plutôt que d'un mode d'isolation dynamique, aboutira à une plus grande fiabilité générale, mais entraînera également une perte de flexibilité. L'Office constate aussi que les parties sont convenues d'une solution au problème relié au rejet d'importation au poste convertisseur d'Eel River, il s'agit de l'installation d'un compensateur statique VAR par les New England Utilities. L'Office croit que les modifications apportées aux opérations et aux installations amélioreront la fiabilité globale du réseau et contribueront à réduire les conséquences négatives que l'exportation proposée pourrait avoir sur les réseaux avoisinants.

Comme les études ne sont pas toutes achevées, Ontario Hydro estimait que l'Office doit assortir la licence éventuelle d'une modalité accordant aux services avoisinants un délai pour l'étude des incidences techniques et économiques de l'exportation proposée. Une période de trois à six mois a été recommandée à cet égard.

Bien que les études techniques ne soient pas toutes achevées, les problèmes soulevés dans les études maintenant achevées ont été résolus et aucune preuve supplémentaire n'a été produite dans cette instance pour indiquer que l'exportation proposée

facilities which would have displaced high cost fuels by lower cost energy sources.

The Board also notes that under the pricing provisions of the firm energy contract Hydro-Québec is obtaining a price based on New England's fossil fuel costs indexed so as to track changes in such costs.

The NEU is crediting the firm energy purchase with a substantial amount of capacity. On the face of it this confers a large additional benefit to the purchaser. The Board notes, however, that in committing itself to the expanded interconnection, the NEU is forfeiting the opportunity to build plants of its own, choosing instead to invest in an interconnection which could, over the long term, provide additional benefits to Hydro-Québec.

On balance, the Board is satisfied that the export price under this agreement will not be materially less than the least cost alternative in the market area.

7.3 System Reliability and Licensing Conditions

The Board notes that the choice of an isolation scheme in which generating units serving New England would normally be completely isolated from the Hydro-Québec system rather than a dynamic isolation scheme, will result in greater overall reliability, albeit with some loss in flexibility. The Board also notes that the parties have agreed upon a solution to the Eel River Runback problem, which would consist of the installation of a static VAR compensator by the NEU. The Board believes that these operational and facilities changes will contribute to the overall system reliability and help to minimize the possibility of the proposed export resulting in adverse effects on neighbouring systems.

It was Ontario Hydro's view that because not all the studies have been finalized, the Board should condition the licence to allow a period of time during which neighbouring utilities could consider the adverse technical and economic effects of the proposed export. Three to six months was suggested as an appropriate period for parties to consider these effects.

Although not all the technical studies have been completed, any concerns raised in the studies that have been finalized have been resolved and no additional evidence was put forward in this proceeding to indicate that interconnected Canadian utilities would

affecterait les services d'électricité interconnectés. L'Office note l'absence à la présente instance d'Énergie Nouveau-Brunswick, le seul service à avoir indiqué au cours de l'audience précédente qu'il pourrait être affecté du point de vue technique. Il note également que, dans une lettre adressée à Hydro-Québec, Énergie Nouveau-Brunswick a déclaré que, suite à leurs discussions, ses problèmes techniques avaient été résolus de façon satisfaisante. En outre, l'Office constate que, selon les témoins d'Hydro-Québec et des New England Utilities, les études inachevées ne suggéreraient pas d'investissements importants en sus des investissements déjà mentionnés.

L'Office estime donc qu'il est peu probable que les études en cours signalent des effets indésirables importants sur les services canadiens interconnectés.

Même si, d'après la preuve, les huit principales études indiquées par le demandeur devraient couvrir tous les effets sur la fiabilité de l'exploitation de l'interconnection de 2000 MW en courant continu, l'Office sait que des études techniques sont effectuées en permanence et que de futures études pourraient révéler des conséquences imprévues. L'Office sait également qu'il doit fonder ses décisions sur la preuve produite à une date donnée. Dans le présent cas, l'Office estime qu'il ne peut pas retarder sa décision simplement parce que toutes les études ne sont pas encore achevées.

En dernière analyse, l'Office est persuadé qu'Hydro-Québec et les New England Utilities se sont montrés disposés à travailler ensemble dans le cadre du NPCC à l'établissement d'une interconnexion et d'un réseau d'exploitation qui tiendront compte des préoccupations de tous les membres du NPCC, dont tous les services canadiens interconnectés. Au cas, très improbable, où les problèmes d'un service interconnecté ne pourraient être résolus à l'échelon du Reliability Council, ledit service pourrait trouver un recours en demandant une révision de la décision conformément à l'article 17 de la Loi. Par conséquent, l'Office juge inutile de rattacher à la licence une condition comme l'a suggéré Ontario Hydro.

L'Office, cependant, joindra à la licence émise une modalité exigeant que les études en cours mentionnées par le demandeur soient déposées auprès de l'Office une fois achevées. L'Office serait ainsi informé de toute conséquence imprévue relative-
ment à la fiabilité du réseau.

7.4 Impact environnemental

D'après la preuve soumise, les seules incidences environnementales seraient celles associées aux instal-

experience adverse effects from the proposed export. The Board notes that NB Power, the only utility that put forward any evidence during the previous proceeding that it might suffer adverse technical impacts, was not present during this hearing, and had indicated in a letter to Hydro-Québec that as a result of discussions with Hydro-Québec, NB Power's technical concerns had been satisfactorily addressed. The Board also notes that witnesses representing both Hydro-Québec and the NEU were of the view that the outstanding studies would not reveal results which would require significant investments in addition to the ones already identified.

For the above-noted reasons the Board believes that the likelihood that the results of the outstanding studies will indicate any significant adverse effects on interconnected Canadian utilities is small.

Although the evidence indicates that the eight major studies identified by the Applicant should deal with all the reliability impacts of the operation of the 2000 MW direct current interconnection, the Board is aware that technical studies are being conducted on an ongoing basis and such future studies could reveal previously unforeseen effects of system operations. The Board is also aware that it must base its decisions on the evidence before it at some point in time. In this case the Board believes that it cannot delay its decision simply because not all the studies have been finalized.

On balance the Board is satisfied that both Hydro-Québec and the NEU have demonstrated a willingness to work together within the framework of the NPCC to develop an interconnection and an operating system which will satisfy the concerns of all the members of the NPCC, including all the interconnected Canadian utilities. In the unlikely event that the concerns of an interconnected Canadian utility could not be resolved within the framework of the Reliability Council, it is open to that utility to seek redress by requesting a review pursuant to section 17 of the Act. Accordingly, the Board believes it is unnecessary to condition the licence that has been issued in the manner suggested by Ontario Hydro.

The Board would, however, condition that licence to require that the outstanding studies identified by the Applicant be filed with the Board when completed. This would enable the Board to be aware of any unforeseen developments related to system reliability.

7.4 Environmental Impact

The evidence shows that the only environmental impacts would be those associated with the domes-

lations de production et de transport au Canada. Que l'exportation ait lieu ou non, ces incidences se produiraient et leurs coûts ont été inclus dans l'estimation du coût en capital des installations. Le devancement de la construction des installations n'entraînerait aucune incidence importante. Toujours selon la preuve produite, l'énergie à exporter proviendrait de centrales hydro-électriques déjà installées ou à installer pour répondre à la charge du Québec et l'exploitation du réseau s'effectuerait conformément aux critères environnementaux établis.

L'Office est donc persuadé que l'exportation d'énergie prévue dans la demande ne devrait avoir aucune incidence environnementale importante.

Demande de modification de la licence et approbation de modifications à la ligne internationale de transport d'électricité (parties b) et c) de la demande)

En ce qui concerne la partie b) de la demande, l'Office modifierait la licence d'exportation d'énergie interruptible EL-167 de façon que l'octroi d'une licence pour l'exportation proposée ne touche pas la quantité autorisée en vertu de ladite licence. Pour ce qui est de la partie c) de la demande, les modifications du poste Des Cantons exigeront le dépôt et l'étude de nouveaux plans, profils et livres de renvoi. À l'exception des questions de tracé qui feront l'objet de l'étude, l'Office est convaincu que le projet de modifications des installations du poste Des Cantons ne devrait pas avoir d'incidences environnementales importantes.

7.5 Conclusions de l'Office

L'Office, s'étant assuré que l'énergie à exporter est excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix exigible est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public, et ayant pris en considération toutes les autres questions jugées pertinentes, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil,¹ a délivré à Hydro-Québec, le 22 janvier 1988, la licence EL-176 l'autorisant à exporter jusqu'à 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities du 1^{er} septembre 1990 au 31 août 2004. Les modalités applicables sont énoncées à l'annexe VI.

En plus de la licence susmentionnée, l'Office est disposé à autoriser la modification de la licence EL-167 actuelle de façon que l'augmentation des exportations d'énergie à NEPOOL, résultant de l'exportation d'énergie garantie aux New England Utilities, ne

tic generation and transmission facilities. Those impacts would occur with or without the export, and their costs have been included in the estimated capital cost of the facilities. No significant impact would occur as a result of advancing the construction of the facilities. The evidence further shows that the energy for export would be produced by hydraulic facilities installed or to be installed to supply the Quebec load and that the operation of the system would be consistent with established environmental criteria.

The Board, therefore, is satisfied that no material environmental impact would result from the export of energy involved in this application.

Application for Licence Amendment and Approval of Changes to International Power Line (Parts (b) and (c) of the application)

With regard to Part (b) of the application, the Board would amend the existing interruptible licence EL-167 so that the licensing of the proposed export would not affect the quantity authorized under licence EL-167. With regard to Part (c) of the application, modifications at the Des Cantons substation will necessitate the filing of new plans, profiles and books of reference, which will be reviewed at that time. Apart from the routing considerations which will be subject to that review, the Board is satisfied that no material environmental impact would result from the proposed changes to the facilities internal to the Des Cantons substation.

7.5 The Board's Findings

The Board, having satisfied itself that the energy to be exported is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged is just and reasonable in relation to the public interest, and having had regard to all other considerations that appear to be relevant, on 22 January 1988 has issued to Hydro-Québec, subject to Governor in Council approval,¹ a licence authorizing the export of firm energy to the NEU of up to 70 TW.h from 1 September 1990 to 31 August 2004. Applicable terms and conditions are set out in Appendix VI.

In addition to the abovementioned licence, the Board is prepared to issue an amendment to the existing interruptible licence EL-167 so that the increased level of energy exports to NEPOOL that result from the export of firm energy to the NEU will not affect

1. Approuvé par le décret en conseil C.P. 1988-244 en date du 11 février 1988.

1 Approved by Order in Council P.C. 1988-244 dated 11 February 1988.

modifie pas la quantité autorisée en vertu de la licence EL-167. Les modalités applicables sont énoncées dans l'annexe VII.

Finalement, conformément à la modalité 10 du certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-21, l'Office approuve, par les présentes, la modification des installations du poste Des Cantons qui permettra de faire passer de 690 à 2000 MW la capacité de la ligne internationale de transport d'électricité.

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision et notre décision à l'égard de la présente demande d'Hydro-Québec en application de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

the quantity authorized under EL-167. Applicable terms and conditions are set out in Appendix VII.

Finally, in accordance with condition 10 of the Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21, the Board hereby approves the changes to the facilities at the Des Cantons substation associated with the upgrading of the capacity of the international power line from 690 to 2000 MW.

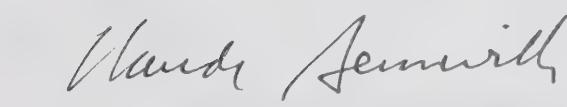
The foregoing constitutes our Reasons for Decision and Decision in the matter of the present application of Hydro-Québec pursuant to Part VI of the National Energy Board Act.



J. Farmer
Membre président/Presiding Member



A. B. Gilmour
Membre/Member

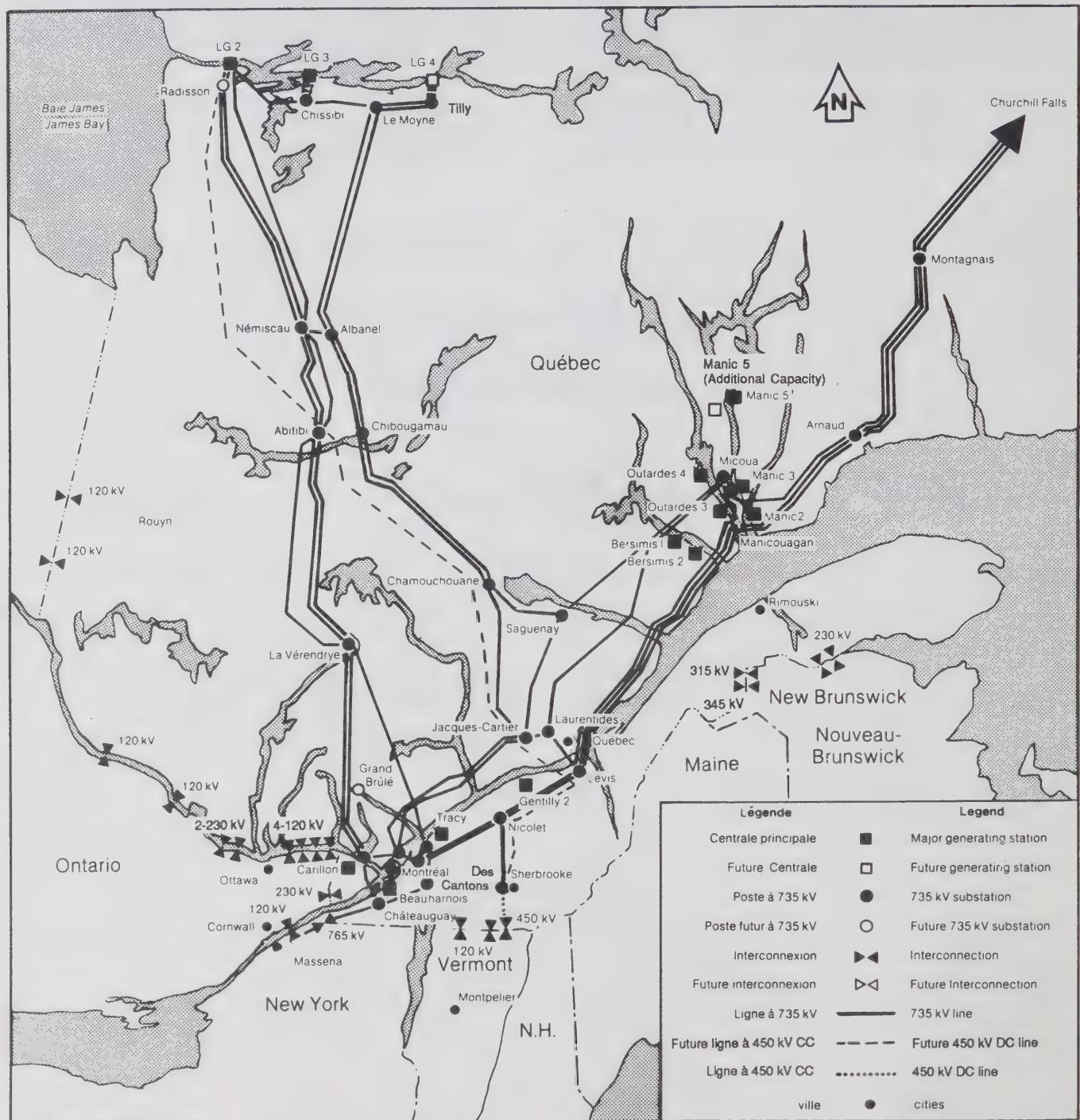


C. Senneville
Membre/Member

Ottawa Canada
Février/February 1988

Hydro-Québec
Les principales installations en 1986

Hydro-Quebec
Systems Main Features in 1986



Annexe II

Appendix II

Licences détenues par Hydro-Québec

États de la Nouvelle-Angleterre

Hydro-Québec détient trois licences autorisant les exportations vers le marché de la Nouvelle-Angleterre au moyen de la ligne à ±450 kV avec NEPOOL et des lignes avec l'État du Vermont. Ces trois licences sont en vigueur depuis le 1^{er} septembre 1986.

La licence EL-165 autorise l'exportation d'énergie de stockage à NEPOOL, jusqu'à 3000 GW.h par période de 12 mois consécutifs, du 1^{er} septembre 1986 au 1^{er} novembre 2004.

La licence EL-166 autorise l'exportation d'énergie interruptible en vertu du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et NEPOOL. Cette licence se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes: le 31 août 2002 ou la date à laquelle l'objectif global d'énergie contractuelle, soit 33 TW.h, aura été offert et exporté à NEPOOL, ou rejeté par celui-ci conformément aux termes du Contrat d'énergie.

La licence EL-167 autorise l'exportation interruptible à NEPOOL. La quantité d'énergie qui peut être exportée durant toute période de 12 mois consécutifs est de 6920 GW.h, moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité reliant les réseaux d'Hydro-Québec et de NEPOOL. Cette licence se terminera le 31 août 1995.

États du Vermont, de New York et de la Nouvelle-Angleterre

Hydro-Québec détient aussi onze autres licences qui l'autorisent à faire des exportations aux services d'électricité des États du Vermont, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Trois licences autorisent des exportations de puissance et d'énergie garanties et une licence autorise des exportations interruptibles au Vermont.

Licences Held by Hydro-Québec

New England States

Hydro-Québec has three licences for exports to the New England market over the ±450 kV line with NEPOOL and over the lines to the State of Vermont. These three licences have been in force since September 1986.

Licence EL-165 authorizes the export of stored energy to NEPOOL, up to 3000 GW.h per consecutive 12-month period, from 1 September 1986 to 1 November 2004.

Licence EL-166 authorizes the export of interruptible energy according to the energy contract between Hydro-Québec and NEPOOL. This licence expires at the earlier of 31 August 2002 or the date on which the target quantity of contract energy, 33 TW.h, will have been offered and exported to, or rejected by, NEPOOL as provided by the contract.

Licence EL-167 authorizes interruptible exports to NEPOOL. The quantity of energy that may be exported during any consecutive 12-month period is 6920 GW.h, less any amounts of energy exported pursuant to any other licences authorizing exports over the international power lines linking the Hydro-Québec and NEPOOL systems. This licence expires on 31 August 1995.

States of Vermont, New York and New England

Hydro-Québec holds eleven other licences authorizing exports to the Vermont, New York and New England utilities.

Three licences authorize exports of firm power and energy and one authorizes interruptible exports to Vermont.

Cinq licences autorisent des exportations garanties ou interruptibles à la Power Authority of the State of New York et à Niagara Mohawk Power Corporation.

Deux licences autorisent l'exportation de puissance et d'énergie garanties à court terme aux services d'électricité situés dans les régions de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Five licences authorize firm or interruptible exports to the Power Authority of the State of New York and to the Niagara Mohawk Power Corporation.

Two licences allow export of short-term firm power and energy to utilities located in the New York and New England areas.

Annexe III

Appendix III

Hydro-Québec

Centrales en service au 31 décembre 1986 Generating Stations in Service as of 31 December 1986

Centrales hydrauliques Hydro-electric Stations

	MW
1. LG 2	5 328
2. LG 3	2 304
3. LG 4	2 650
4. Beauharnois	1 639
5. Manic 5	1 292
6. Manic 3	1 183
7. Manic 2	1 015
8. Bersimis 1	912
9. Outardes 3	756
10. Bersimis 2	655
11. Carillon	654
12. Outardes 4	632
Autres/Others (moins de 500 MW/less than 500 MW)	3 706
Total hydraulique /Total hydro-electric	22 726

Centrales thermiques Thermal stations

1. Gentilly 2 (nucléaire/nuclear)	685
2. Tracy (pétrole/oil)	600
3. La Citière (gaz/gas)	201
4. Cadillac (gaz/gas)	162
5. Combustion interne/Internal Combustion	10
Total thermique/Total thermal	1 749
Total des centrales en service au 31 décembre 1986/ Total of Generating Stations in service as of 31 December 1986	24 475

Annexe IV

Appendix IV

HYDRO-QUÉBEC Productibilité, charge et énergie excédentaire (TW.h)

	1990*	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1. Productibilité totale**	59.80	174.20	173.60	175.40	175.90	173.80	178.50	176.40	180.00	183.60	184.30	182.80	185.70	189.00	192.00
2. Charges — Besoins réguliers***	49.00	146.60	152.10	155.20	158.60	161.40	165.70	169.40	173.00	176.60	179.50	182.80	185.70	189.00	192.00
3. Énergie excédentaire (avant contrat)	10.80	27.60	21.50	20.20	17.30	12.40	12.80	7.00	7.00	7.00	4.80	0.00	0.00	0.00	0.00
4. Contrat d'énergie garantie — 70 TW.h	2.20	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	4.80	0.00	0.00	0.00	0.00
5. Énergie excédentaire (après contrat)	8.60	20.60	14.50	13.20	10.30	5.40	5.80	.00	.00	.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

* La quantité indiquée est pour les mois de septembre à décembre.

** Productibilité totale d'énergie requise pour rencontrer la demande normale et pour profiter des marchés d'exportation disponibles en tenant compte:

- a) d'une hydraulique moyenne et des conditions normales d'exploitation.
- b) de la production nucléaire de base équivalant à 80% de facteur de charge.
- c) de la production thermique de base pour les régions isolées, et
- d) du dévancement des installations de production nécessaires à l'exécution du contrat d'énergie garantie.

*** Besoins réguliers comprennent la demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,7% par année et les besoins prioritaires du réseau et hors réseau.

HYDRO-QUÉBEC Capacité, Load and Excess of Energy (TW.h)

	1. Total Capability**	2. Regular Load***	3. Excess (without contract)
1. Total Capability**	1. Total Capability**	1. Total Capability**	
2. Regular Load***	2. Regular Load***	2. Regular Load***	

* The quantities indicated are for the period from September to December only.

** Total capability required to meet the regular load and to take advantage of the available export market, taking into account:

- a) average streamflow conditions and normal system operation.
- b) nuclear base load generation at 80% annual capacity factor.
- c) thermal generation for isolated area only, and
- d) advancement of facilities as required to meet the requirements of the firm contract.

*** Includes the domestic load based on a 2,7% average annual growth rate scenario plus all other firm commitments.

Annexe V

Appendix V

Analyse du recouvrement des coûts — hypothèses

L'analyse de recouvrement des coûts d'Hydro-Québec était fondée sur une série d'hypothèses concernant l'inflation, le taux de change et les taux d'actualisation et deux prévisions de prix des combustibles fossiles: l'une préparée par Hydro-Québec et l'autre par Data Resources Inc. (DRI).

Voici un résumé des hypothèses utilisées dans l'analyse.

1. Hypothèses économiques:

Taux d'inflation	5,2% annuellement
Taux de change	1,39 \$ à 1,30 \$ canadiens = 1,00 \$ US
Taux d'actualisation	11,5% annuellement

2. Prix du combustible en Nouvelle-Angleterre prévisions

(\$ U.S. courant/ 10^6 BTU):

	1990		2000	
	Hydro-Québec	DRI	Hydro-Québec	DRI
Charbon/Coal	1,34/1.34	3,04/3.04	3,09/3.09	3,42/3.42
Mazout no. 6/ No. 6 Fuel Oil	2,77/2.77	1,95/1.95	5,29/5.29	9,57/9.57

Cost-Recovery Analysis — Assumptions

Hydro-Québec's cost-recovery analysis was based on one set of assumptions for inflation, exchange rate and discount rates and on two fossil fuel price forecasts: its own and one prepared by Data Resources Inc. (DRI)

A summary of the assumptions used in the analysis is shown below.

1. Economic Assumptions:

Inflation Rate	5.2% annually
Exchange Rate	\$1.39 to 1.30 Canadian = \$1.00 US
Discount Rate	11.5% annually

2. New England Fuel Price Forecast

(current \$ US/ 10^6 BTU):

LICENCE NO. EL-176

RELATIVE À une demande présentée par Hydro-Québec (ci-après aussi appelée "détentrice de licence"), conformément aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie (ci-après appelée "la Loi") en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

VU la demande datée du 7 août 1987 présentée à l'Office national de l'énergie (ci-après appelé "l'Office"), en vertu de la Partie VI de la Loi par la détentrice de licence en vue de l'obtention, entre autres, d'une licence d'exportation d'énergie garantie à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;

ET VU qu'une audience publique a eu lieu à compter du 1^{er} décembre 1987, au cours de laquelle la détentrice de licence et toutes les parties intéressées ont été entendues;

ET VU que l'Office, après avoir tenu compte des questions qui lui semblent pertinentes, est convaincu que la quantité d'énergie garantie à exporter ne dépasse pas l'excédent après déduction voulue pour répondre aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé par la détentrice de licence pour l'énergie garantie à exporter est juste et raisonnable par rapport à l'intérêt public;

EN CONSÉQUENCE, l'Office, conformément à l'article 82 de la Loi et sous réserve des modalités de la présente, délivre la présente licence d'exportation à Hydro-Québec pour le transfert en vue de la vente d'énergie garantie à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique.

CETTE LICENCE est subordonnée aux modalités suivantes:

1. La présente licence

- a) entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:
 - i) le 1^{er} septembre 1990, ou
 - ii) le jour de mise en service de la Phase II de la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21; et

IN THE MATTER of an application by Hydro-Québec (hereinafter also referred to as "the Licensee") pursuant to the provisions of the National Energy Board Act (hereinafter referred to as "the Act") for a licence under Part VI thereof for the exportation of electricity, filed with the National Energy Board under File No. 1923-Q1-15.

WHEREAS an application dated 7 August 1987 has been made by the Licensee to the National Energy Board (hereinafter referred to as "the Board"), under Part VI of the Act for, inter alia, a licence for the exportation of firm energy at points on the international boundary line between Canada and the United States of America;

AND WHEREAS a public hearing has been held commencing on 1 December 1987, at which the Licensee and all interested parties have been heard;

AND WHEREAS the Board, having taken into account all such matters as to it appear to be relevant, has satisfied itself that the firm energy to be exported does not exceed the surplus remaining after due allowance has been made for the reasonably foreseeable requirements for use in Canada and that the price to be charged by the Licensee for the firm energy to be exported by it is just and reasonable in relation to the public interest;

NOW THEREFORE, the Board, pursuant to section 82 of the Act, and subject to the conditions hereof, hereby issues this licence to Hydro-Québec for the exportation, as a sale transfer, of firm energy at points on the international boundary line between Canada and the United States of America.

THIS LICENCE is subject to the following terms and conditions:

1. The term of this licence

- a) shall commence on the later of
 - (i) 1 September 1990, or
 - (ii) the in-service date of Phase II of the ± 450 kV direct current international power line authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21; and

- b) se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes:
 - i) le 31 août 2004, ou
 - ii) la date d'expiration du Contrat d'énergie garantie mentionné à la modalité 3 ci-après.
- 2. La classe de transfert entre services publics autorisée par la présente est le transfert en vue de la vente d'énergie garantie.
- 3. L'exportation de l'énergie en vertu de la présente doit se faire conformément aux dispositions du Contrat d'énergie garantie entre la détentrice de licence et les New England Utilities daté du 14 octobre 1985, ci-après appelé "le Contrat d'énergie garantie".
- 4. Toute modification, conclusion ou tout remplacement du Contrat d'énergie garantie ou tout ajout à celui-ci, ne doit pas entrer en vigueur sans l'autorisation de l'Office.
- 5. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être acheminée par la ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 et par toute autre ligne internationale de transport d'électricité autorisée par l'Office.
- 6. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente durant le terme de la licence ne doit pas dépasser 70 TW.h sous réserve des dispositions du Contrat d'énergie garantie.
- 7. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente durant toute Année contractuelle, c'est-à-dire du 1^{er} septembre au 31 août, ne doit pas dépasser 9 TW.h.
- 8. Le prix à être exigé par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente ne doit pas être inférieur aux prix décrits à l'article 6.1 du Contrat d'énergie garantie.
- 9. Avant le 1^{er} septembre de chaque année, la détentrice de licence doit informer l'Office du programme de livraisons mensuelles établi pour l'année contractuelle commençant à cette même date.
- 10. Au plus tard le 1^{er} septembre 1999, la détentrice de licence doit
 - a) indiquer à l'Office si elle prévoit que la durée de la présente sera prolongée au-delà du 31 août 2000; et

- b) shall end on the earlier of
 - (i) 31 August 2004, or
 - (ii) the termination date of the firm energy contract referred to in Condition 3 hereafter.
- 2. The class of inter-utility export transfer authorized hereunder is the sale transfer of firm energy.
- 3. The energy to be exported shall be that described in the firm energy contract between the Licensee and the New England Utilities dated 14 October 1985, hereinafter referred to as "the firm energy contract".
- 4. Any amendment or addition to, or termination or substitution of, the firm energy contract shall not be effective until approved by the Board.
- 5. The energy to be exported hereunder shall be transmitted over the international power line for which the Board has issued Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 and over any other international power line authorized by the Board.
- 6. The quantity of energy that may be exported hereunder throughout the term of the licence shall not exceed 70 TW.h subject to the provisions of the firm energy contract.
- 7. The quantity of energy that may be exported hereunder in any contract year, from 1 September to 31 August, shall not exceed 9 TW.h.
- 8. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder shall not be less than the prices defined in Section 6.1 of the firm energy contract.
- 9. Prior to 1 September of each year, the Licensee shall inform the Board of the monthly delivery schedule established for the contract year commencing on the same date.
- 10. By 1 September 1999 at the latest, the Licensee shall
 - a) indicate to the Board whether the duration of this licence will be extended beyond 31 August 2000; and

- b) dans le cas de prolongation de la présente au-delà du 31 août 2000,
 - i) indiquer à l'Office les quantités annuelles d'énergie qui seront livrées durant la période de prolongation,
 - ii) soumettre à l'approbation de l'Office un plan démontrant comment elle rencontrera les obligations du Contrat d'énergie garantie durant cette même période, y compris un état des données mensuelles relativement à la production, la demande et les excédents de puissance et d'énergie sur son réseau, et
 - iii) indiquer à l'Office si le plan mentionné à la sous-modalité ii) nécessitera le déancement de nouvelles installations et, le cas échéant, les coûts de devancement desdites installations.

11. La détentrice de licence devra déposer auprès de l'Office, une copie du rapport de chaque étude de fiabilité reliée à l'exploitation de l'interconnexion NEPOOL Phase II énumérée à l'Annexe I de la présente, dès que toutes ces études seront complétées.

12. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

- b) in the event where the term is extended beyond 31 August 2000,
 - (i) indicate to the Board the annual quantities of energy that will be delivered during the extension period,
 - (ii) submit for approval by the Board a plan to demonstrate how it will comply with the provisions of the firm energy contract during the same period, including a monthly statement of its supply, load and surplus of power and energy, and
 - (iii) indicate to the Board whether the plan referred to in sub-condition (ii) will require the advancement of new facilities and, if so, indicate the costs for advancing such facilities.

11. The Licensee shall file with the Board a copy of the reliability studies related to the operation of the NEPOOL Phase II interconnection as listed in Appendix I of this licence, upon completion of those studies.

12. The Licensee shall, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, file with the Board a report in such form and detail as the Board may specify, pertaining to transactions under the licence in that month.

DÉLIVRÉE en la ville d'Ottawa, dans la province d'Ontario, ce 22^e jour de janvier 1988.

Office national de l'énergie

Le Secrétaire

National Energy Board

ISSUED in the City of Ottawa, in the Province of Ontario, this 22nd day of January 1988.

J.S. Klenavic
Secretary

**Annexe I
de la licence EL-176**

**ÉTUDES DE FIABILITÉ RELIÉES À
L'EXPLOITATION DE L'INTERCONNEXION
NEPOOL PHASE II**

Titre

1. Analysis of the Interaction of Hydro-Québec HVDC Interconnections (1990 System).
2. MEN Future Study
(Rapport de la partie 2 seulement).
3. Overall Reliability Review of Final Plan.
4. NEPOOL/NBEPAC Stability Study.

Source:

Preuve écrite d'Hydro-Québec déposée comme pièce B-31-C de l'ordonnance EH-3-87.

**Appendix I to
Licence EL-176**

**RELIABILITY STUDIES RELATED TO
THE OPERATION OF THE NEPOOL PHASE II
INTERCONNECTION**

Title

1. Analysis of the Interaction of Hydro-Québec HVDC Interconnections (1990 System).
2. MEN Future Study
(Part 2 only).
3. Overall Reliability Review of Final Plan.
4. NEPOOL/NBEPAC Stability Study.

Source:

Hydro-Québec's written evidence filed as Exhibit B-31-C to Order EH-3-87.

ORDONNANCE NO. AO-2-EL-167

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande, présentée par Hydro-Québec, conformément aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, déposée sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

ATTENDUE QUE l'Office national de l'énergie a délivré à Hydro-Québec le 10 août 1984, la licence n° EL-167 pour l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;

ET ATTENDU QUE dans sa demande en date du 7 août 1987, Hydro-Québec a demandé, entre autres, une modification à la licence n° EL-167 aux fins de tenir compte des nouvelles exportations d'électricité qui seront faites au moyen de la ligne internationale de transport d'électricité autorisée par le certificat de commodité et de nécessité publiques n° EC-III-21;

ET ATTENDU QU'une audience publique, terminée le 4 décembre 1987, a été tenue pour examiner la demande du 7 août 1987;

ET ATTENDU QUE la modification proposée n'en-trainera pas une augmentation des quantités totales de puissance et d'énergie autorisées pour exportation en vertu de la licence n° EL-167;

ET ATTENDU QU'aucune partie à l'audience sur la demande du 7 août 1987 ne s'est opposée à la modifi-cation de la licence n° EL-167;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie est convaincu qu'il serait dans l'intérêt public d'accorder cette demande;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a révisé les modalités 4 et 5 de la licence n° EL-167 en vue de mieux définir les quantités de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées en vertu de la-dite licence;

IL EST ORDONNÉ QUE la licence n° EL-167 soit modifiée en abrogeant les modalités 4 et 5 de celle-ci et en les remplaçant par ce qui suit:

ORDER NO. AO-2-EL-167

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec pursuant to the provisions of the National Energy Board Act for a licence under Part VI thereof for the exportation of electricity, filed with the National Energy Board under File No. 1923-Q1-15.

WHEREAS the National Energy Board has issued to Hydro-Québec, on 10 August 1984, Licence No. EL-167 for the exportation of interruptible power and energy at points on the international boundary between Canada and the United States of America;

AND WHEREAS in its application of 7 August 1987, Hydro-Québec has requested, inter alia, an amend-ment to Licence No. EL-167 in order to take into ac-count the new export of electricity to be transmitted over the international power line authorized by Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21;

AND WHEREAS a public hearing has been held to consider the 7 August 1987 application which hearing terminated on 4 December 1987;

AND WHEREAS the proposed amendment will not cause the total quantities of power and energy auth-orized for export under Licence No. EL-167 to in-crease;

AND WHEREAS no party at the hearing of the 7 Au-gust 1987 application objected to the amendment of Licence No. EL-167;

AND WHEREAS the National Energy Board believes it will be consistent with the public interest to grant this application;

AND WHEREAS the National Energy Board has re-visé Conditions 4 and 5 of Licence No. EL-167 in order to define clearly the quantities of power and en-ergy to be exported;

IT IS ORDERED THAT Licence No. EL-167 be amended by revoking Conditions 4 and 5 and substi-tuting therefor the following:

"4. La quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne doit pas dépasser 790 MW moins toute quantité de puissance exportée conformément à toute autre licence, à l'exception de la licence n° EL-176, autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité mentionnées à la modalité 3,

5. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente, durant toute période de 12 mois consécutifs durant toute la durée de la licence, ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence, à l'exception de la licence n° EL-176, autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'énergie mentionnées à la modalité 3. "

"4. The quantity of power that may be exported hereunder shall not exceed 790 MW less any amount of power exported pursuant to any other licences, except for Licence No. EL-176, under which the power is transmitted over the international power lines referred to in Condition 3 hereof.

5. The quantity of energy that may be exported hereunder shall not exceed 6 920 GW.h in any consecutive 12 month period throughout the term of the licence less any amounts of energy exported pursuant to any other licences, except for Licence No. EL-176, under which energy is transmitted over the international power lines referred to in Condition 3 hereof."

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le Secrétaire

J.S. Klenavic
Secretary

